

**ESTUDIO DE VIABILIDAD DE LA IMPLEMENTACIÓN DE UN
SISTEMA FOTOVOLTAICO ON GRID PARA LA INTEGRACIÓN
ENERGÉTICA RENOVABLE DE LA SEDE CENTRAL DE LA
UNIVERSIDAD DE CÓRDOBA**



**PEDRO LUIS DORIA GONZÁLEZ
CARLOS ANDRÉS NARVÁEZ MENDOZA**

**UNIVERSIDAD DE CÓRDOBA
FACULTAD DE INGENIERÍA
PROGRAMA DE INGENIERÍA MECÁNICA
MONTERÍA, CÓRDOBA**

2016

**ESTUDIO DE VIABILIDAD DE LA IMPLEMENTACIÓN DE UN
SISTEMA FOTOVOLTAICO “ON GRID” PARA LA INTEGRACIÓN
ENERGÉTICA RENOVABLE DE LA SEDE CENTRAL DE LA
UNIVERSIDAD DE CÓRDOBA**

**PEDRO LUIS DORIA GONZÁLEZ
CARLOS ANDRÉS NARVÁEZ MENDOZA**

**Trabajo de grado presentado, en la modalidad de trabajo de investigación,
como parte de los requisitos para optar al Título de Ingeniero Mecánico.**

Director:

Ing. RAFAEL DAVID GÓMEZ VÁSQUEZ. M.Sc

Codirector:

Ing. LIBARDO PINZÓN VIVES

**UNIVERSIDAD DE CÓRDOBA
FACULTAD DE INGENIERÍA
PROGRAMA DE INGENIERÍA MECÁNICA
MONTERÍA, CÓRDOBA**

2016

La responsabilidad ética, legal y científica de las ideas, conceptos y resultados del proyecto, serán responsabilidad de los autores.

Artículo 61, acuerdo N° 093 del 26 de noviembre de 2002 del consejo superior.

Nota de aceptación

Firma del jurado

Firma del jurado

Dedicatoria

El esfuerzo y amor por esta carrera son fruto

Del apoyo de mis Padres Carlos y Sonia,

Quienes mostraron un apoyo incondicional y sin límites.

A ellos quiero dedicar este proyecto de vida, al igual

Que a mis hermanos Marcela, Luis Carlos y Lina María.

A mi familia, amigos y al amor de mi vida Adriana Elisa.

A Jehová las gracias por permitirme desarrollarme

Como hombre de bien y por permitirme compartir

Estos momentos con los seres que más quiero.

Carlos Andrés Narvaez Mendoza

Quiero dedicar este logro tan importante en mi vida a Dios primeramente
por ser quien en su voluntad permitió que este proyecto se llevara a cabo.

También se lo quiero dedicar a mis Padres que con su amor y respaldo

Incondicional me dieron todas las herramientas necesarias

para que yo me pudiera convertir en un profesional.

A mis familiares y amigos que aportaron

su grano de arena en este proceso de formación

Pedro Luis Doria González

Agradecimientos

En primer lugar agradecer al Ingeniero Rafael Gómez

Quien mostro un apoyo desinteresado por nuestro proyecto

Y quien fue parte fundamental en nuestra formación académica.

Al ingeniero Libardo Pinzón quien con su experiencia aclaro muchas

Dudas que facilitaron la realización de este proyecto.

A los ingenieros del Departamento de Ingeniería Mecánica

Quienes fueron los pilares más importantes en estos años de estudios

Y formación académica. A nuestros compañeros, quienes

Fueron parte de nuestra familia en este proceso de aprendizaje.

Al cuerpo administrativo del programa, las secretarias y todas

Las personas que hicieron parte de este proceso académico.

Tabla de contenido

Resumen	14
Abstract	16
Introducción.....	18
Objetivos	21
Objetivo general	21
Objetivos específicos	21
 1. Generalidades	 22
 1.1. Radiación Solar	 23
1.2. Sistemas FV On-grid.....	24
1.2.1. Paneles solares.....	25
1.2.1.1. Curva característica.....	27
1.2.1.2. Influencia de la temperatura y la irradiancia sobre los paneles fotovoltaicos	28
1.2.2. Cables de distribución.....	30
1.2.3. Inversor de red.....	30
1.2.4. Transformadores eléctricos.....	31
1.2.5. Sistema de Medición.....	32
1.3. Seguimiento Solar.....	32
1.4. Análisis Estadístico.....	33
1.4.1. Regresión lineal.....	33
1.4.2. Análisis de varianza de un factor (ANOVA de un factor).....	34
1.5. Función de Costo.....	34
1.6. Proyecto de Inversión	34
1.6.1. Proyecto puro.....	35
1.6.2. Proyecto financiado.....	35
1.7. Análisis Financiero.....	35
1.7.1. Anualidad de la inversión.....	35
1.7.2. Costo anual del proyecto.....	36
1.7.3. Flujo de caja anual.....	36

1.7.4. Valor actual neto (VAN).	36
1.7.5. Tasa interna de retorno (TIR).	37
1.7.6. Tiempo de recuperación de la inversión.	37
1.8. Análisis de Sensibilidad	37
1.9. Antecedente Energético en Colombia.....	37
1.10. Ley 1715 de 2014 “Integración de las Energías Renovables no Convencionales al Sistema Energético Nacional”	40
1.11. Impacto Ambiental.....	41
1.12. Estado del Arte	41
1.13. Alcance y Limitaciones	46
 2. Materiales y métodos	 47
 2.1. Potencial Energético Solar	 48
2.2. Estimación de la Eficiencia.....	49
2.3. Análisis Económico	51
2.3.1. Cálculo de la función de costo.....	51
2.3.2. Costos ajenos a la inversión inicial It.	52
2.3.2.1. <i>Costos de operación y mantenimiento anual.</i>	52
2.3.2.2. <i>Costo por cambios de equipos.</i>	52
2.3.3. Análisis del proyecto financiado.	53
2.3.3.1. <i>Anualidad de la inversión.</i>	53
2.3.3.2. <i>Costo anual del proyecto financiado.</i>	53
2.3.4. Análisis del proyecto puro.	53
2.3.4.1. <i>Costo anual del proyecto puro.</i>	53
2.3.5. Cálculos correspondientes según la demanda energética.	53
2.3.5.1. <i>Área solar y número de paneles.</i>	54
2.3.5.2. <i>Energía eléctrica producida anualmente.</i>	55
2.3.5.3. <i>Ahorro anual del proyecto.</i>	55
2.3.5.4. <i>Flujo de caja anual.</i>	56
2.3.5.5. <i>VAN y TIR.</i>	56
2.4. Integración a Escala.....	57
 3. Resultados y discusiones	 58

3.1. Estimación de la Capacidad de Aprovechamiento Solar.....	59
3.1.1. Valores de irradiancia e irradiación en Montería.	59
3.1.2. Aprovechamiento solar por unidad de área según el tipo de tecnología.	61
3.2. Eficiencia de la Generación de Energía Solar PV Para Paneles Monocristalinos y Policristalinos	62
3.2.1. Análisis comparativo de tecnologías.	64
3.3. Análisis económico	66
3.3.1. Funciones de costos.	66
3.3.1.1. <i>Costo de paneles monocristalinos y policristalinos.</i>	66
3.3.1.2. <i>Costo de Inversores On-grid.</i>	67
3.3.1.3. <i>Costo de Soporte y fijación.</i>	69
3.3.1.4. <i>Costo por cables.</i>	69
3.3.1.5. <i>Costo de transformador trifásico.</i>	69
3.3.1.6. <i>Costo de mano de obra.</i>	70
3.3.1.7. <i>Costo de transporte.</i>	70
3.3.2. Análisis de las variables.	71
3.3.2.1. <i>Demanda energética.</i>	71
3.3.2.2. <i>Costos de la implementación de un sistema FV on-grid en la Universidad de Córdoba.</i>	72
3.3.2.3. <i>Viabilidad del proyecto Financiado con tecnología monocristalina y policristalina.</i>	75
3.3.2.4. <i>Viabilidad del proyecto puro con tecnología monocristalina y policristalina.</i>	79
3.3.2.5. <i>Ganancias y pérdidas para proyectos puros y financiados.</i>	80
3.3.2.6. <i>Reducción del CO₂ por la implementación del sistema FV On-grid en la Universidad de Córdoba</i>	82
4. Conclusiones	83
5. Recomendaciones	86
6. Bibliografía	87
Anexos	90

Lista de Anexos

Anexo A.....	90
Valores medidos en campo de voltaje de circuito abierto y corriente de corto circuito en campo, de las dos tecnologías.....	90
ANEXO B.....	92
Facturas de cobro de electricaribe a la universidad de Córdoba.....	92
Anexo C.....	96
Registro consolidado por meses y horas del día de la irradiancia en montería.....	96
Anexo D.....	97
Eficiencias y potencias mensuales y anuales de las 2 tecnologías.....	97
Anexo E.....	98
Gráficas obtenidas del análisis estadístico.....	98
ANEXO F.....	101
Valores de eficiencias para las dos tecnologías medidas en campo.....	101
Anexo G.....	105
Flujo de caja Acumulado hasta el año indicado (COP).....	105
Anexo H.....	106
Vista de superior de la Universidad de Córdoba.....	106
Anexo I.....	107
Catálogos de productos Green Energy Latin America.....	107

Lista de tablas

Tabla 1. Características de paneles monocristalino y policristalino.....	27
Tabla 2. Emisiones de CO ₂ por ciclo de vida tecnológico.....	41
Tabla 3. Consumos y costos eléctricos de la Universidad de Córdoba.....	54
Tabla 4. Irradiación promedio de distintas regiones de Colombia.....	60
Tabla 5. Potencia promedio por metro cuadrado de cada tecnología.....	61
Tabla 6. Coeficientes de las ecuaciones de las dos tecnología.....	62
Tabla 7. Análisis de varianza.....	63
Tabla 8. Costo de inversores trifásicos ABB.....	67
Tabla 9. Parámetros de partida de estudio On-grid Universidad De Córdoba en Microsoft Excel.....	72
Tabla 10. Potencia y costo del Proyecto según su porcentaje de integración y su tecnología FV.....	73
Tabla 11. Resultados de un sistema FV On-grid monocristalino en Microsoft Excel.....	75
Tabla 12. Resultados de un sistema FV On-grid policristalino en Microsoft Excel.....	76
Tabla 13. VAN y TIR del Proyecto financiado según su porcentaje de integración y su tecnología FV.....	77
Tabla 14. Año de recuperación de la inversión para proyecto financiado según su tecnología FV y el porcentaje de integración.....	78
Tabla 15. VAN y TIR del Proyecto Puro según su porcentaje de integración y su tecnología FV.....	79
Tabla 16. Ganancia y pérdidas promedio por kWh para todos los escenarios.....	81
Tabla 17. Co2 producido según la tecnología de generación.....	82

Lista de Gráficos

Gráfica 1. Curva característica de un módulo fotovoltaico.....	27
Gráfica 2. Gráfico V-I de celda/módulo con irradiancia variable y temperatura del módulo constante.....	29
Gráfica 3. Gráfico V-I de celda/módulo con temperatura del módulo variable e irradiancia constante.....	29
Gráfica 4. Gráfica de potencia de celda/módulo con diferentes temperaturas del módulo e irradiancia constante.....	30
Gráfica 5. Explotación y producción nacional de recursos energéticos primarios para el año 2012.....	38
Gráfica 6. Capacidad de generación eléctrica del Sistema SIN para diciembre de 2014.....	38
Gráfica 7. Tendencia de precio kWh eléctrico en el mercado mayorista en Colombia.....	39
Gráfica 8. Eficiencia de las 2 tecnologías.....	64
Gráfica 9. Potencia por unidad de área en función de la irradiancia.....	65
Gráfica 10. Potencia por unidad de área en los meses del año.....	66
Gráfica 11. Costo de inversores.....	68
Gráfica 12. Función CTped.....	69
Gráfica 13. Función CTP.....	70
Gráfica 14. Delta de energía por mes.....	71
Gráfica 15. Potencia instalada según el porcentaje de integración y la tecnología FV.....	74
Gráfica 16. Costo del Proyecto según el porcentaje de integración y la tecnología FV.....	74
Gráfica 17. VAN y TIR del proyecto financiado según el porcentaje de integración y la tecnología FV.....	77
Gráfica 18. VAN y TIR del proyecto puro según el porcentaje de integración y la tecnología FV.....	80
Gráfica 19. Área de Producción FV bruta para paneles monocristalinos y policristalinos según su porcentaje de integración.....	81

Lista de figuras

Figura 1. Esquema de una planta FV On-grid.....	25
Figura 2. Tarjeta de adquisición de datos.....	48
Figura 3. Montaje de paneles..	49
Figura 4. Panel solar monocristalino y policristalino.....	50
Figura 5. Mapa de irradiación diaria de Colombia.....	59

Resumen

El presente proyecto de investigación, consiste en un análisis energético y económico para determinar la viabilidad de la implementación de un sistema fotovoltaico (FV) On-grid (conectado en la red) en la sede central de la Universidad de Córdoba. Para determinar la conveniencia del sistema energéticamente se midió la irradiación de Montería obteniendo como resultado un valor de 5,285 kWh/m²/día valor por encima del promedio mundial, y del valor de la irradiancia promedio en Alemania, potencia mundial en energía solar FV.

Se hicieron mediciones en campo de corriente de corto circuito (I_{sc}) y voltaje de circuito abierto (V_{oc}) y de la irradiancia instantánea, y se obtuvo una expresión que expresa la eficiencia en campo de dos de las tecnologías implementadas en la elaboración de paneles solares más comunes como son el silicio policristalino y el monocristalino en función de la irradiancia, esto para poder establecer el potencial energético promedio que se puede obtener por unidad de área de las dos tecnologías en las condiciones de la ciudad de Montería, 47,542 W/m² para policristalinos y 56,517 W/m² para monocristalinos.

Para determinar la conveniencia económica una vez se estableció el potencial energético, se planteó un modelo de Ingeniería Económica en el que se dimensionó la planta FV en función de la demanda energética, y se obtuvo una ecuación de costo en función de la potencia de la planta, con precios reales del mercado. Y así empleando como criterio de aceptación el Valor Actual Neto (VAN) y la Tasa Interna de Retorno (TIR) para proyectos de financiación y proyectos puro, se hizo un análisis de sensibilidad en el que se tomó como variable independiente el consumo energético mensual con valores desde el 10% hasta el 110%, obteniendo resultados positivos para proyectos financiados tanto para paneles solares policristalinos como

monocristalinos, pero con una rentabilidad más alta para los monocristalinos debido a su mayor eficiencia. En cambio para proyectos puros se pudo concluir que para ninguna de las dos tecnologías es conveniente económicamente.

Palabras claves: Sistema FV On-grid, Irradiancia, Irradiación, policristalino, Monocristalino, VAN, TIR, Proyecto puro, Proyecto financiado.

Abstract

The present research project consists of an energy and economic analysis to determine the feasibility of implementing an On-grid PV system at the headquarters of the University of Córdoba. To determine the suitability of the energy system, Monteria irradiation was measured, resulting in a value of 5.285 kWh / m² / day value above the world average, and the value of the average irradiance in Germany, that is a world power in PV solar energy.

Measurements were made in the field of Isc and Voc and instantaneous irradiance, and an expression was obtained that expresses the field efficiency of two of the technologies implemented in the development of more common solar panels such as polycrystalline silicon and monocrystalline in function of the irradiance, in order to establish the average energy potential that can be obtained per unit area of the two technologies under the conditions of the city of Monteria, 47,542 W / m² for polycrystalline and 56,517 W / m² for monocrystalline.

To determine the economic convenience once the energy potential was established, a model of economic engineering was proposed in which the PV plant was dimensioned as a function of the energy demand, and a cost equation was obtained as a function of the power of the plant, with real market prices. Thus, using the NPV and IRR as acceptance criteria for pure project and financing, a sensitivity analysis was made in which the energy consumption with values ranging from 10% to 110% was taken as the independent variable, Obtaining positive results for projects financed both for polycrystalline and monocrystalline solar panels, but with a higher profitability for monocrystalline due to its greater efficiency. On the other hand, for pure projects, it could be concluded that for both technologies it is not economically convenient.

Keywords: PV system On-grid, Irradiance, Irradiation, polycrystalline, Monocrystalline, NPV, IRR, Pure project, Project funded.

Introducción

La demanda energética mundial es provista en la actualidad por fuentes de energía renovables y no renovables; específicamente hablando, combustibles fósiles como el petróleo, el gas natural y el carbón, en el caso de las fuentes no renovables fueron responsables en el 2015 de cubrir el 76,3% de la demanda energética mundial y biomasa, energía hidráulica, eólica, solar, geotérmica, entre otras fuentes, cubrieron el 23,7% restante de la demanda energética. La distribución geográfica de las grandes reservas de combustibles fósiles, asociada a las diferencias económicas y políticas, el calentamiento global y a la limitada cantidad de combustibles fósiles, ha generado la necesidad de recurrir a otras fuentes de energía a diferentes países, lo que ha producido un incremento considerable de la energía obtenida de fuentes de energía renovables en los últimos 40 años, y de manera más considerable en la producción de energía eléctrica, teniendo su pico más alto en el año 2015, en el cual 147 GW de potencia más que el año anterior fueron añadidos, a pesar de la baja en los precios de los combustibles fósiles y los diferentes retos que representa la implementación de sistemas generadores de energía renovable (REN21, 2016).

La matriz energética de Colombia se encuentra constituida principalmente por la energía proveniente de las hidroeléctricas (69,9%) y las termoeléctricas (29,7%) el resto (0,4%), es sustanciada por plantas de cogeneración y plantas eólica. La gran dependencia de la energía proveniente de las hidroeléctricas, hace vulnerable el sistema de energético colombiano en caso de presentarse un fenómeno climático como el Fenómeno del Niño y la Niña, situación que se ha presentado en el pasado y ha generado que se tenga que recurrir a las termoeléctricas para cubrir la demanda energética nacional, con la amenaza latente de una racionalización energética, y

ocasionando un alza en los precios del servicio eléctrico en los últimos años (UPME, 2015).

Estos antecedentes, el pronóstico del crecimiento de la vulnerabilidad del sistema energético nacional a los fenómenos ocasionados por el cambio climático, y el ejemplo que se tiene de otros países como Albania y Uganda que por depender en mayor medida de sus hidroeléctricas, al afrontar fenómenos naturales y al darse un aumento en su demanda de energía se han visto en continuas crisis energéticas, llevándolos a optar por plantas termoeléctricas con costos de operación elevados en comparación con las hidroeléctricas, ha llevado a pensar en otras fuentes de energía, pero no en cualquier tipo de fuente, pues la amenaza que afronta el planeta con el calentamiento global y la disponibilidad finita de combustibles fósiles ha hecho poner la mirada en fuentes no convencionales de energía renovable (FNCER). Colombia al ser un país rico en diversidad cuenta con distintas FNCER, como son la biomasa proveniente de la agricultura; la eólica que tiene un potencial muy alto en zonas como la Guajira, Santanderes, Boyacá, Tolima, Risaralda, Huila, Valle del Cauca; y la solar que también tiene un potencial alto en distintas zonas del país, es así que la irradiación promedio del país es de 4,5 kWh/m²/día está por encima de la media mundial de 3,9 kWh/m²/día y aún más alta que la de Alemania (3 kWh/m²/día) que es actualmente el país que más aprovechamiento hace de la energía solar. La Guajira, gran parte de la Costa Atlántica y regiones específicas de Arauca, Casanare, Vichada, Meta, entre otros, cuentan con una irradiación (hasta de 6 kWh/m²/día) superior a la media nacional, esto sumado a que no experimenta las 4 estaciones al ser un país ecuatorial le permite a Colombia tener un buen promedio en la disponibilidad de este recurso a lo largo del año (UPME, 2015).

Montería según (UPME-IDEAM, 2015) cuenta con una irradiación promedio diaria entre 4 – 4,5 kWh/m²/día, es decir tiene un potencial de energía solar considerable que puede ser una opción para cubrir la demanda energética. La Universidad de Córdoba actualmente cancela mensual más de \$100'000.000 a causa del consumo energético de esta que registra valores hasta de más de 400.000 kWh/mes (ver Anexo B), por eso al ver el potencial de energía solar con el que se cuenta en la región se quiso por medio de este proyecto de grado hacer un estudio para ver la viabilidad o no de la implementación de un sistema fotovoltaico conectado a la red en la sede central de la Universidad de Córdoba, mostrando una comparación entre la información que proporciona el IDEAM acerca del valor de la irradiación diaria y anual promedio en la región y los datos obtenidos por un piranómetro y una tarjeta de adquisición de datos. Se toma en consideración dos tecnologías de paneles solares diferentes como son policristalinos y monocristalinos, por eso con valores medidos en campo se obtiene una regresión lineal de la eficiencia de los paneles solares policristalinos y monocristalinos en función de la irradiancia para poder conocer así la energía que se puede generar por m² con un panel solar policristalino o monocristalino en la ciudad de Montería. Cotizando precios de los diferentes elementos de un sistema fotovoltaico On–Grid, se obtiene el valor de cada uno de estos en función de la potencia a instalar. Así con la información que se obtiene se desarrolla un modelo de Ingeniería Económica, al cual se le hace un análisis de sensibilidad con distintas variables para poder tomar en consideración la mayor cantidad posible de escenarios y así llegar a una conclusión acertada acerca de la viabilidad o no de la implementación del sistema fotovoltaico On-grid en la Universidad de Córdoba.

Objetivos

Objetivo general

- Estudiar la viabilidad de la implementación de un sistema fotovoltaico On-grid para la integración energética renovable de la sede central de la Universidad de Córdoba

Objetivos específicos

- Determinar la capacidad de aprovechamiento de radiación solar por unidad de área mediante la implementación de sistemas fotovoltaicos.
- Evaluar experimentalmente la eficiencia de la generación FV empleando paneles solares monocristalino y policristalino.
- Desarrollar un modelo de Ingeniería Económica para la evaluación de la viabilidad del proyecto.
- Presentar una estrategia de escala de integración de energía solar para la implementación de un sistema fotovoltaico On-grid en la Universidad de Córdoba.

1. Generalidades

1.1. Radiación Solar.

El sol transforma 600 millones de Ton/s de Hidrogeno en 596 millones de Ton/s de Helio, en consecuencia se pierden 4 millones de Ton/s de materia que se convierten en $3,7 \times 10^{23}$ KW de energía, de los cuales llegan a la tierra $1,74 \times 10^{14}$ kW, que equivale a 5 mil veces el consumo energético de la población mundial (Rufes Martínez, 2010).

- El *Espectro Solar* definido por Rufes Martínez (2010) como la distribución espectral (en función de la longitud de onda o de la frecuencia) de la radiación electromagnética emitida por el Sol.
- La *Irradiación* es la energía incidente por unidad de superficie sobre un plano dado, obtenida por integración de la irradiancia durante un intervalo de tiempo determinado, normalmente una hora o un día. Se expresa en MJ/m², para el intervalo de tiempo especificado (Rufes Martínez, 2010).
- La *Irradiancia* es potencia radiante incidente por unidad de superficie sobre un plano dado. Se expresa en W/m² (Rufes Martínez, 2010).
- La *Radiación Circunsolar* es la radiación dispersa por la atmósfera, de manera que parece provenir de la región del cielo adyacente al Sol. La radiación circunsolar causa la aureola solar (Rufes Martínez, 2010).
- La *Radiación Solar Difusa* es la radiación solar hemisférica menos la radiación solar directa (Rufes Martínez, 2010).
- La *Radiación Solar Directa* se conoce como la radiación solar incidente sobre un plano dado, precedente de un pequeño ángulo sólido centrado en el disco solar (Rufes Martínez, 2010).
- La *Radiación Solar Extraterrestre* se define como la radiación solar recibida en los límites de la atmosfera terrestre (Rufes Martínez, 2010), mientras que

La Radiación Solar Global es la radiación solar hemisférica recibida en un plano horizontal (Rufes Martínez, 2010).

- La *Radiación Solar Hemisférica* se define como la radiación solar incidente en una superficie plana dada, recibida desde un ángulo solido de 2π estereorradianes; La radiación solar hemisférica se compone de la radiación solar directa y la radiación solar difusa (Rufes Martínez, 2010).
- El *Brillo Solar* se define como la duración del brillo solar o heliofanía en horas y representa el tiempo total durante el cual incide luz solar directa sobre alguna localidad, entre el alba y el atardecer (ETESA, 2010).

1.2. Sistemas FV On-Grid.

Este sistema se encuentra en auge y representa gran avance en los sistemas energéticos colaborativos, el sistema parte de los generadores FV que transforman la energía lumínica en corriente directa (DC) por el efecto fotoeléctrico, la cual es entregada a la red eléctrica, de tal forma que el productor descuenta de su consumo lo generado; si se produce más de la que se consume, esta diferencia es comprada por la empresa distribuidora. Los sistemas On-grid representa una gran ventaja con respecto al sistema Off-grid (fuera de la red eléctrica) o isla, los cuales no inyectan la energía generada a la red, sino que la almacenan en baterías con vida útil mucho menor al resto del sistema, debido a que cuentan con una tecnología poco desarrollada, haciendo en algunos casos inviables proyectos de generación FV.

El sistema On-grid para generación fotovoltaica se compone de los siguientes elementos:

1. Inversor.
 - a) Monitor de string integrado
2. Transformador tipo pedestal.

3. Controlador de energía (contador).
4. Estación de interconexión.
5. Puesto de mando del operador o empresa suministradora de energía.
6. Generador FV.
7. Red de media o alta tensión.

*** Corriente Continua (del módulo al inversor)

*** Corriente Alterna (del inversor a la red pública)

*** Sistema de control de energía (del inversor a la red pública)

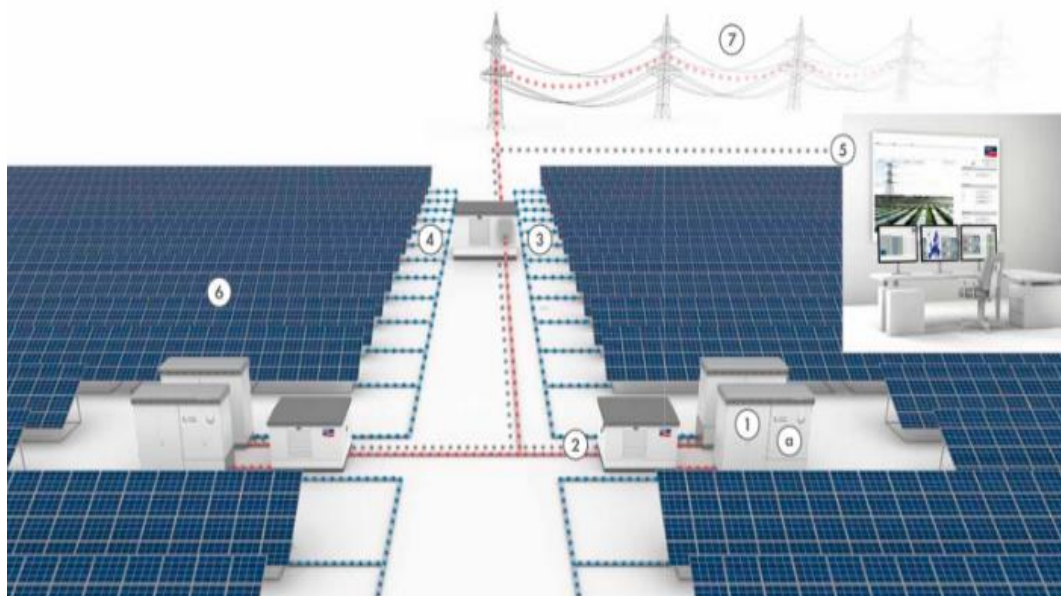


Figura 1: Esquema de una planta FV On-grid. Fuente:(SMA, 2012)

1.2.1. Paneles Solares. Es un dispositivo que capta la radiación solar para su aprovechamiento. El término comprende a los colectores solares, utilizados usualmente para producir agua caliente doméstica mediante energía solar térmica, y los paneles FV, utilizados para generar electricidad. Los paneles fotovoltaicos están formados por numerosas celdas fotovoltaicas que convierten la luz en electricidad, las celdas a veces son llamadas Células Fotovoltaicas. Estas celdas dependen

del efecto fotovoltaico por el que la energía lumínica produce cargas positiva y negativa en dos semiconductores próximos de diferente tipo, produciendo así un campo eléctrico capaz de generar una corriente. La característica eléctrica más importante de un módulo FV es la respuesta en potencia, normalmente expresada en Wp (Watts pico). Esta representa la potencia eléctrica que entrega un módulo solar cuando se le expone a la radiación solar de 1000 W/m^2 de intensidad operando a 25°C de temperatura. Técnicamente es importante interconectar los módulos FV entre sí para formar series y poder responder una demanda particular.

Las células de silicio más empleadas en los paneles fotovoltaicos se pueden dividir en tres subcategorías:

- *Las Células de Silicio Monocristalino*, están constituidas por un único cristal de silicio. Este tipo de células presenta un color azul oscuro uniforme.
- *Las Células de Silicio Policristalino*, están constituidas por un conjunto de cristales de silicio, lo que explica que su rendimiento sea algo inferior al de las células monocristalina, se caracterizan por un color azul más intenso.
- *Las Células de Silicio Amorfo*, son menos eficientes que las células de silicio cristalino, y también más baratas. Este tipo de células es, por ejemplo, el que se emplea en aplicaciones solares como relojes o calculadoras.

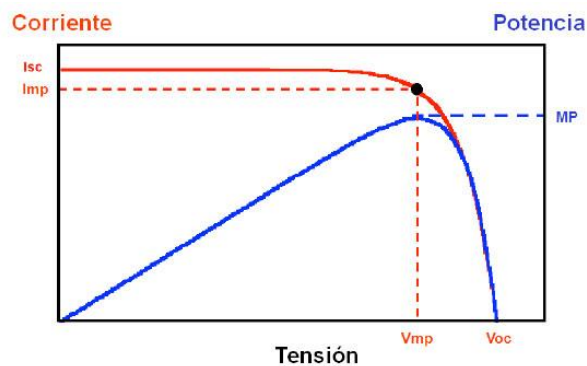
Los paneles fotovoltaicos poseen eficiencias descritas por sus fabricantes en condiciones estándares de medidas y bajo funcionamiento en campo, como se muestra en la Tabla 1.

Tabla 1. Características de paneles monocristalino y policristalino.

Módulo	Eficiencia en laboratorio (%)	Eficiencia en campo (%)	Color	Fabricación
Monocristalino	24	15-18	Azul	A partir de silicio puro fundido y dopado de boro
Policristalino	19-20	12-14	distintos tonos de azul	Igual que el monocristalino pero menor número de fases de cristalización

Nota: fuente: (Beltrán, 2007)

1.2.1.1. Curva característica. La representación de un dispositivo fotovoltaico es la característica gráfica Corriente-Tensión (Gráfica 1). En ella se representa las combinaciones de corriente y voltaje que se pueden dar para un dispositivo fotovoltaico bajo unas condiciones ambientales determinadas (radiación solar incidente y temperatura ambiente). El punto en concreto de corriente y voltaje en el que el dispositivo fotovoltaico trabajará vendrá determinado por la carga a la que esté conectado.

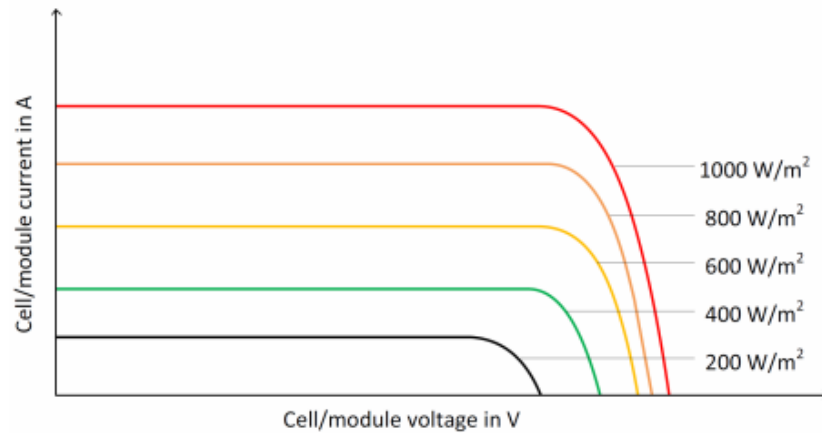


Gráfica 1: Curva característica de un módulo fotovoltaico. Fuente: (Solartec, 2012)

Los valores trascendentes de esta curva son:

- Corriente de Cortocircuito (I_{sc}) : Máxima corriente que puede entregar un dispositivo bajo condiciones determinadas de radiación y temperatura correspondiendo a tensión nula y consecuentemente a potencia nula.
- Tensión de Circuito Abierto (V_{oc}) : Máxima tensión que puede entregar un dispositivo bajo condiciones determinadas de radiación y temperatura correspondiendo a circulación de corriente nula y consecuentemente a potencia nula.
- Potencia Pico (P_{mp}) : Es el máximo valor de potencia que puede entregar el dispositivo. Corresponde al punto de la curva en el cual el producto $V \times I$ es máximo.
- Corriente a Máxima Potencia (I_{mp}) : Corriente que entrega el dispositivo a potencia máxima bajo condiciones determinadas de radiación y temperatura.
- Tensión a Máxima Potencia (V_{mp}): tensión que entrega el dispositivo a potencia máxima bajo condiciones determinadas de radiación y Temp. Se la utiliza como tensión nominal del mismo. (Argumedo, 2009).

1.2.1.2. Influencia de la temperatura y la irradiancia sobre los paneles fotovoltaicos. La operación nominal de sistemas FV es en condiciones Standard Test Conditions (STC) o condiciones de prueba estándar, pero los sistemas FV rara vez funcionan en condiciones nominales (Radiación Global 1000W/m^2 / AM1.5 / Ángulo de inclinación 37° / Temperatura del módulo 25°C). Los módulos por lo general funcionan con una carga parcial debido a su alta dependencia de la temperatura y la irradiancia



Gráfica 2: Gráfico V-I de celda/módulo con irradiancia variable y temperatura del módulo constante. Fuente: (Nordahl, 2012).

La corriente de corto circuito de la celda/módulo es aproximadamente directamente proporcional a la irradiancia, tal como se puede apreciar en la Gráfica 2, donde se muestra como la corriente en la celda o el módulo disminuye cuando la irradiación se disminuye. Como se ve la corriente es muy afectada, mientras que el voltaje es ligeramente afectado.

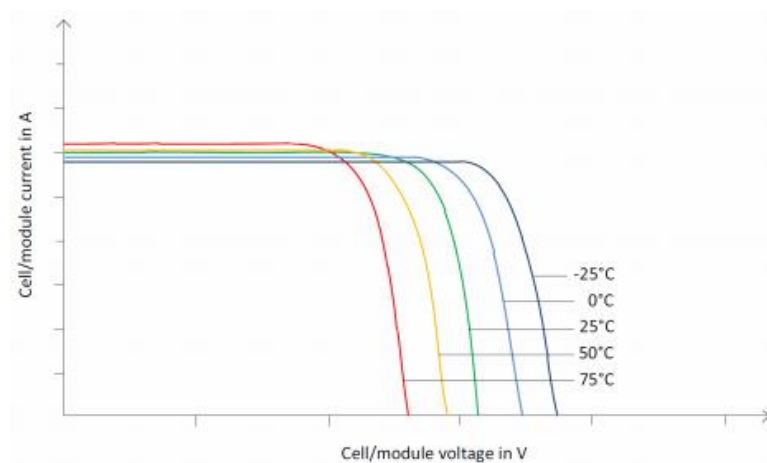


Gráfico 3: Gráfico V-I de celda/módulo con temperatura del módulo variable e irradiancia constante. Fuente: (Nordahl, 2012).

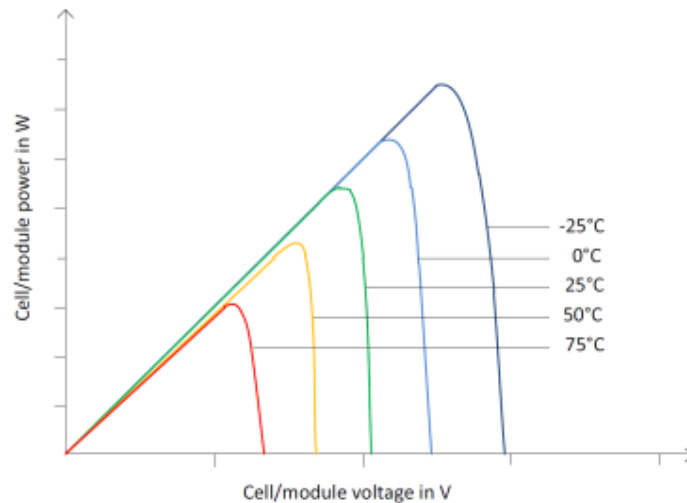


Gráfico 4: Gráfica de potencia de celda/módulo con diferentes temperaturas del módulo e irradiancia constante. Fuente: (Nordahl, 2012).

Las celdas tienen un coeficiente negativo de temperatura, con dimensiones de voltaje/temperatura, este coeficiente indica el decrecimiento del voltaje de circuito abierto con el incremento de la temperatura del módulo, mientras que la corriente de corto circuito se puede considerar que se mantiene constante (Gráfica 3), por lo tanto también disminuye la potencia de la celda FV (Gráfica 4)(Nordahl, 2012).

1.2.2. Cables de distribución. Transportan la energía desde los paneles al inversor de red y de este hacia la red eléctrica. Lo que se espera de este medio de transporte es minimizar las pérdidas y resistencia eléctrica, además de proteger el conductor eléctrico de los medios ambientales como la radiación UV.

1.2.3. Inversor de red. Es el equipo que convierte la corriente continua (DC) a alterna (AC), y la inyecta a la red eléctrica en forma sincronizada, en cuanto a fase, frecuencia y amplitud adecuada. En general, un inversor de red contiene:

- Seguimiento del punto de máxima potencia (MPPT). Este sistema permite extraer el máximo de energía del sistema de celdas solares aumentando su eficiencia.

- Protección por sobrecarga.
- Protección por caída o fallo de la red eléctrica.
- Compatibilidad y baja distorsión a la red eléctrica.
- Escalabilidad y capacidad de agregación de más inversores, según se desee crecer con la instalación.

1.2.4. Transformadores eléctricos. Un transformador es un aparato eléctrico que transfiere energía eléctrica por inducción electromagnética de uno o más circuitos; los transformadores tienen la capacidad de aumentar el voltaje y disminuir el amperaje (transformador elevador) o viceversa (transformador reductor), facilitando funciones como el transporte del fluido eléctrico a zonas alejadas.(Avelino Pérez, 2001).

Los transformadores se pueden clasificar de la siguiente manera:

Por la Operación. Se refieren a la potencia que maneja dentro del sistema eléctrico:

- *Transformadores de Distribución*, son los que tienen capacidad de 5 hasta 500 kVA.
- *Transformadores de Potencia*, poseen capacidades superiores a los 500 kVA.

Por el Número de Fases. De acuerdo a las características del sistema al que se conectara:

- *Monofásico*: transformadores de potencia o distribución que son conectados a una línea o fase y un neutro. Tienen un solo devanado de alta tensión y uno de baja tensión.
- *Trifásico*: transformadores de potencia o distribución que son conectados a 3 líneas o fases y pueden estar conectados o no a un neutro o tierra. Tiene 3 devanados de alta tensión y 3 de baja tensión. (Avelino Pérez, 2001).

1.2.5. Sistema de Medición. Dado que este sistema trabaja con el balance energético de lo producido contra lo consumido, debe existir un sistema de medición que cuantifique estos valores. Usualmente los sistemas clásicos de medición basados en un disco que gira en un sentido del consumo, se adapta bastante bien, pues al momento del día de generar, este disco gira en sentido opuesto descontando el valor correspondiente a kWh del valor acumulado, generando inmediatamente el balance energético, otra variante es el de utilizar un medidor dedicado al consumo y otro para generación. Actualmente se encuentran medidores inteligentes que permiten llevar múltiples controles de estos parámetros.

1.3. Seguimiento Solar

La ubicación geográfica y la época del año influyen en la captación de radiación solar de los módulos fotovoltaicos., al afectar en la posición de la tierra respecto al sol. La radiación llega con una inclinación en función de la época del año en la que nos encontremos.

El movimiento de traslación de la Tierra ocasiona que la trayectoria aparente del Sol, ocasionada por el movimiento de rotación, tenga una variación en el transcurso del año, la trayectoria aparente del Sol a lo largo del día varía en su declinación con respecto al punto en consideración, esta variación en la declinación incide en la duración del día y la noche. Por este motivo en algunos casos en sistemas FV se emplea seguidores solares.

Los Seguidores Solares son mecanismos capaces de seguir la trayectoria del sol de manera tal que sus rayos sean perpendiculares al módulo fotovoltaico, al hacer esto la irradiancia captada es máxima y pueden llegar a aumentar el rendimiento de los sistemas fotovoltaicos entre un 20% y un 50%. Hay seguidores solares de a un eje y de a dos ejes:

- Los *Seguidores Solares a un Eje*, se le consideran a los que gozan de un solo grado de libertad en su movimiento.
- Los *Seguidores Solares a dos Ejes* son aquellos que tienen dos grados de libertad y son capaces de hacer un seguimiento solar más exacto según la hora del día y la época del año (Fathabadi, 2016).

Hay factores que influyen en la eficiencia de un panel fotovoltaico, sobre todo a los de silicio cristalino, y uno de esos factores es el sobrecalentamiento debido a la exposición excesiva a la radiación solar en una zona de altas temperaturas, como lo son los países sunbelt o del cinturón solar (países con latitudes comprendidas entre $\pm 35^\circ$). Por medidas experimentales y modelado matemático se ha concluido que no es viable económicamente la implementación de un sistema de seguimiento solar en países sunbelt debido a la baja eficiencia de los módulos fotovoltaicos a causa del sobrecalentamiento (Eldin, Abd-Elhady, & Kandil, 2015). Colombia se encuentra ubicada en la latitud $04^\circ 00'$ norte, esto hace que se considere un país sunbelt, siendo más específicos Montería se encuentra ubicada en una latitud de $08^\circ 46'$ (Mapa del Mundo, 2002).

1.4. Análisis Estadístico

1.4.1. Regresión lineal. Es una herramienta estadística, de utilidad para ver la relación entre dos o más variables, y conlleva a la obtención de una función lineal que es usada para predecir resultados. El procedimiento conlleva a obtener una expresión que represente de manera acertada la relación entre las variables y la calidad de la ecuación obtenida, esto complementado con un chequeo que verifique el cumplimiento de las condiciones y supuestos y así garantizar la validez del proceso (Madariaga, Rodríguez, Lozano, & Vallejo, 2013).

1.4.2. Análisis de varianza de un factor (ANOVA de un factor). El ANOVA trata en general de un conjunto de situaciones experimentales y procedimientos estadísticos para el análisis de respuestas cuantitativas de unidades experimentales. El problema ANOVA más simple se conoce como unifactorial, o ANOVA de un factor, implica el análisis de datos muestreados de más de dos poblaciones numéricas o de datos de experimentos en los cuales se utilizaron más de dos tratamientos (Devore, 2008).

1.5. Función de Costo

Una función de costo, es una expresión matemática que se encarga de expresar el costo de un producto en función de su tamaño o cantidad. En ella se evalúa cada uno de los componentes del producto final, y determina su precio unitario para así poder obtener una expresión que manifieste el valor unitario del producto final, al sumar el valor unitario de cada uno de sus componentes.(Figueira, 2011)

Christensen y Greene en el año 1976 afirmaron que las economías de escala (los costos promedio de producción bajan a medida que el volumen de producción aumenta) no aplican en los proyectos de generación de energía, teoría que ha sido reafirmada por otros estudios que se han hecho desde entonces. Esto implica que las ventajas económicas de una planta generadora de energía de gran escala son insignificantes en comparación con otra planta generadora de menor escala (Goto & Tsutsui, 2008).

1.6. Proyecto de Inversión

Es un plan de acción al que se le invierte un capital, con el fin que por medio de este se obtenga un servicio para beneficio personal o una comunidad en específico. En el se establece la magnitud, características, tipos y periodos de los recursos requeridos para obtener los resultados deseados, tomando en consideración las

limitaciones que pueda llegar a tener el proyecto ya sean técnicas, económicas, sociales o políticas (Aguirre, 1981).

1.6.1. Proyecto puro. Los proyectos puros son aquellos financiados en un 100 % por el dueño del mismo. Poseen una inversión inicial “It” y el resto de los años no pagan anualidades, pero siguen experimentando flujos de salidas anuales en lo que respecta a la operación, mantenimiento y los cambios de equipos.

1.6.2. Proyecto financiado. Es aquel donde una parte de la inversión o su totalidad es financiada con recursos ajenos al inversionista.

1.7. Análisis Financiero

La tasa interna de retorno (TIR) y el valor actual neto (VAN), son herramientas que son de gran utilidad para realizar un análisis de viabilidad financiera del proyecto y del periodo de recuperación de la inversión. El VAN y la TIR son dos indicadores muy comunes para calcular la viabilidad de un proyecto, que se basan en la tasa de descuento y en la estimación de los flujos de caja (Sanchez, Delreal, Plazas, & Pérez, 2015).

1.7.1. Anualidad de la inversión. Una anualidad es una sucesión de pagos, depósitos o retiros, que por lo general son iguales, que se realizan en períodos regulares de tiempo (anual, semestral, trimestral o mensual), con interés compuesto y se define de la siguiente manera:

$$AI = It * \frac{TD}{1 - (1+TD)^{te}} * \left(1 - \frac{1}{(1+TD)^{te}} * \frac{tt-te}{tt}\right) \text{ [COP]} \quad (1)$$

Dónde:

TD: la tasa de descuento, para este caso partimos del DTF.

tt: tiempo de vida tecnológica o vida útil.

te: tiempo económico

It: costo de inversión total del proyecto

1.7.2. Costo anual del proyecto. El costo anual del proyecto financiado “ C_{af} ” no es más que los flujos de salida totales de cada año y está definido como se muestra a continuación:

$$C_{af} = C_{oym} + AI + GEA + C_i[COP] \quad (2)$$

Dónde:

C_{oym} : Costos de operación y mantenimiento

AI: Anualidad de la inversión

GEA: Costo de gasto energético

1.7.3. Flujo de caja anual. Es el total de ingresos y egresos en un límite de tiempo de un año. El flujo de caja anual no es más que la diferencia entre el ahorro anual del proyecto y los costos anuales del proyecto (puro o financiado).

1.7.4. Valor actual neto (VAN). El VAN es un indicador de rentabilidad de un proyecto, y por medio de una tasa de descuento i trae a valor presente las ganancias y los flujos de cajas en cada año próximo evaluado, se obtiene por la expresión:

$$VAN = -I_t + \sum_{t=1}^n \frac{Q_t}{(1+i)^t} \quad (3)$$

Dónde:

Q_t : flujo de caja en el periodo t

I_t : Costo del proyecto

n : número de periodos

i : tasa de descuento o interés

Si el $VAN > 0$ el proyecto es rentable,

$VAN = 0$ invertir en el proyecto es indiferente, y depende de otros criterios.

$VAN < 0$ el proyecto no es rentable.

1.7.5. Tasa interna de retorno (TIR). Es la tasa de descuento (t) de un proyecto de inversión que permite que el VAN sea igual a 0, es decir que la ganancias sean igual a la inversión. La TIR es la máxima i que puede tener un proyecto para que sea rentable, pues una mayor tasa ocasionaría que el VAN sea menor que 0.

$$TIR = -I_t + \sum_{t=1}^n \frac{Q_t}{(1+TIR)^t} = 0 \quad (4)$$

1.7.6. Tiempo de recuperación de la inversión. Es el periodo que tarda en recuperarse la inversión inicial a través de los flujos de caja generados por el proyecto. La inversión se recupera en el año en el cual los flujos de caja acumulados superan la inversión inicial.

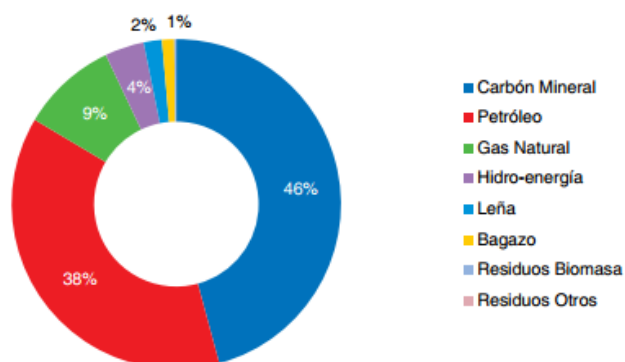
1.8. Análisis de Sensibilidad

Es un estudio que se le hace a las variables que afectan un proceso, las variables se modifican y se les da un rango de valores, para así poder determinar que tan grande es su influencia en el mismo, además que permite evaluar diferentes escenarios y así poder tener una visión más amplia y poder tomar decisiones y sacar conclusiones (Uribe, 2011).

1.9. Antecedente Energético en Colombia

Colombia es un país energéticamente rico en combustibles fósiles y recursos renovables. La UPME(2012) muestra que la explotación y producción energética del país depende en un 93 % de recursos fósiles (Petróleo, carbón y gas natural) los cuales son agotables, es decir solo un 7 % de la producción energética del país opta por formas energéticas con recursos renovables, y solo la matriz eléctrica produce el 17% de la energía final consumida por el país, del cual entre el 70 % y el 80 %

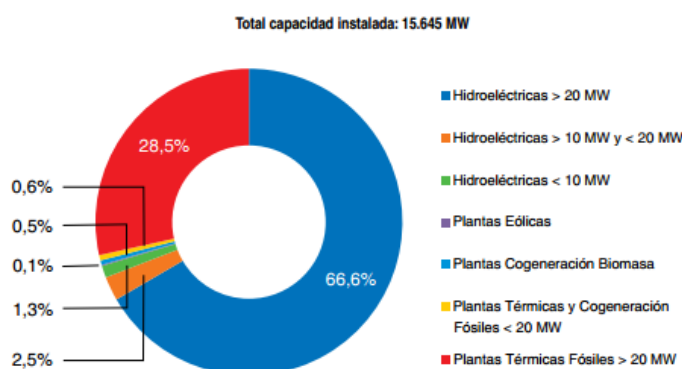
proviene de hidroeléctricas. A continuación la Gráfica 5 y la Gráfica 6 describen la explotación y producción energética en Colombia:



Gráfica 5: Explotación y producción nacional de recursos energéticos primarios para el año 2012.

Fuente (UPME, 2012)

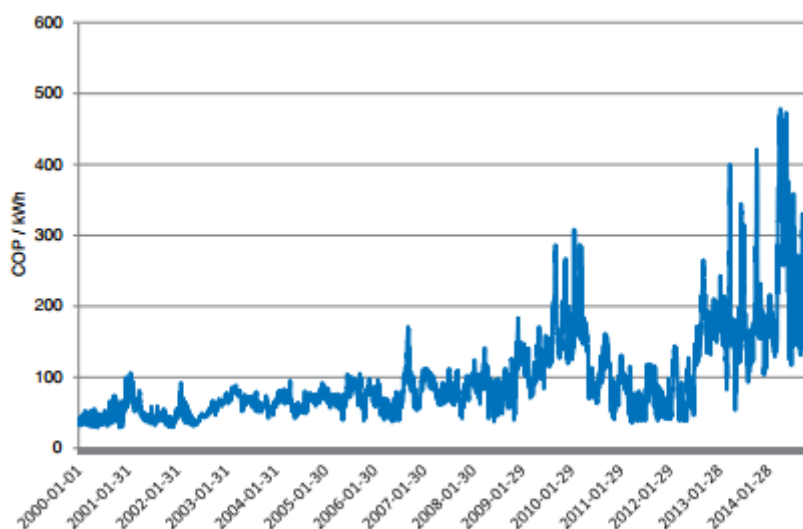
En el enfoque de producción eléctrica, XM (2014) muestra la urgente necesidad de acudir a alternativas que amplíen la canasta energética del país; la producción eléctrica renovable no convencional como solar, eólica y biomasa son insignificantes, por tanto ante fenómenos como desabastecimiento de recursos no renovables (gas natural, petróleo) y el fenómeno del niño, el país no cuenta con fuentes de energía eléctrica que respalden la escasez de oferta eléctrica.



Gráfica 6: Capacidad de generación eléctrica del Sistema SIN para diciembre de 2014. Fuente (XM,

2014)

La Gráfica 7 muestra la tendencia a la alza que tiene presenta el costo de la energía eléctrica en el país, llegando a precios cercanos a los 500 COP/kWh.



Gráfica 7: *Tendencia de precio kWh eléctrico en el mercado mayorista en Colombia.* Fuente (XM, 2014)

La integración energética de fuentes renovables no convencionales, que no se ven afectadas por alza de los combustibles, alzas en los cargos de confiabilidad entre otros factores, posiblemente permitirá bajar los costos de la energía eléctrica, por contrarrestar las presiones al alza en los precios de la electricidad. Mientras tanto, consumidores de gran demanda energética como la industria, buscan soluciones a nivel minorista, para disminuir sus facturas y la energía renovable puede ser su solución(UPME, 2015).

1.10. Ley 1715 de 2014 “Integración de las Energías Renovables no Convencionales al Sistema Energético Nacional”

La ley 1715 (2014), es sin duda uno de los mayores avances en la intención de ampliar la canasta energética del país, pues permite cierta tranquilidad y comodidad en las aspiraciones de los futuros generadores conectados al SIN (Sistema Interconectado Nacional). Cabe destacar alguno de los puntos más sobresalientes de esta ley:

- Posibilidad a los autogeneradores para entregar excedente a la red y su reconocimiento como créditos de energía (ART 8).
- Creación de FENGE (Fondo de Energías no Convencionales y Gestión Eficiente de la Energía), y tienen como finalidad financiar proyectos de energías renovables no convencionales con recursos de la nación, organismos públicos, privados y organismos multilaterales (ART 10).
- Del ART 11 al ART 14 se planten cuatro tipos de incentivos fiscales para los impulsores de este tipos de energías; tal vez es uno de los aspectos más importantes de esta ley, pues permite deducir la renta gravable hasta un 50 % de la inversión en proyectos con FNCER (fuentes no convencionales de energías renovables), exclusión del IVA, exención arancelaria y depreciación acelerada.
- La ley 1715 en el ART 15 al ART 23 promueve apoyos generales para tecnologías de biomasa, eólica, geotermia, pequeñas hidroeléctricas y energía mareomotriz y más en detalle para la energía solar.

Para aspirar a los beneficios de la ley 1715 se deben diligenciar dos formularios con el fin de obtener una certificación por parte de la UPME y otra certificación por parte del Ministerio de Ambiente.

1.11. Impacto Ambiental

La producción eléctrica con fuentes renovable no convencional representa un beneficio ambiental debido a la reducción de gases de efecto invernadero como lo demuestran los valores establecidos por análisis de ciclo de vida que indican factores de emisiones en la Tabla 2.

Tabla 2. Emisiones de CO₂ por ciclo de vida tecnológico

Tecnología	kg de CO₂/MWh producido
Plantas eólicas	15
Plantas de gas natural	450
Plantas de combustibles líquidos	850
Plantas de Carbón	1000
Plantas FV	50
Embalses (hidroeléctricas)	36*

Nota: fuente:(NREL, 2013)

*(Como cito Palau & Prieto, 2009)

La Tabla 2 muestra que las emisiones de CO₂ producidas por los sistemas FV son relativamente pequeñas, en comparación con las tecnologías de combustibles no renovables como el gas y combustibles líquidos y el carbón que emite hasta 1000 Kg de CO₂ por MWh producido. Cabe destacar que durante el funcionamiento de las plantas FV no se produce emisión de gases contaminantes, este valor está relacionado con la huella del carbono generada en la producción de las celdas y demás elementos del sistema FV.

1.12. Estado del Arte

La implementación de la energía solar fotovoltaica en edificios conectados a la red data a mediados de la década de los 70 en USA, con la implementación de las

primeras recomendaciones alusivas al aprovechamiento de la energía solar por parte de la administración federal(Rabl, 1985).

Poco tiempo después se dio paso a proyectos demostrativos en localidades residenciales y comerciales, el primero del que se tiene información fue en Arlington, Universidad de Tejas, en 1978. El éxito obtenido por estos proyectos y el apoyo brindado por la administración, funcionó para un notable crecimiento de los edificios con energía solar fotovoltaica conectados a la red(Kirby, O'Keefe, & Timberlake, 1995)

En noviembre de 2015, la Fundación Socya instaló en su sede administrativa una plataforma de energía fotovoltaica de última generación con inyección a la red. Dicha planta cuenta con 212 paneles solares de 250 Wp y tiene un potencial total de 53 kWp(Green energy latin America, 2016), “evitando la emisión de 651 toneladas de CO₂, equivalentes a la siembra de 1.446 árboles y generando 1.740.000 kWh con energía solar”(Fundacion Socya, 2016).

La empresa C.I. RECYCLABLES S.A.S ubicada en la ciudad de Cartagena, en octubre de 2014 puso en marcha una planta solar fotovoltaica, con un potencial de 30 kWp con inyección a la red, empleando un total de 120 paneles solares de 250 Wp cada uno(Green energy latin America, 2016) mostrando su compromiso con el ambiente y siendo consciente de la necesidad de buscar energías limpias que disminuyan el impacto ambiental(C.I Recyclable S.A.S., 2016).

“Proceso de creación de una planta solar fotovoltaica conectada a la red”(Cilveti, 2010), proyecto final de carrera de ingeniería electrónica, en el cual se plantea de manera integral el proceso de creación de una planta de generación de energía eléctrica conectada a la red, por medio de la implementación de un sistema fotovoltaico. En el proyecto se muestra tanto las consideraciones técnicas para el

diseño como la parte administrativa, la cual es necesaria para obtener licencias y permisos necesarios para la construcción y funcionamiento.

“Large-scale Solar PV Investment Models, Tools and Analysis: The Ontario Case” (Muneer, Bhattacharya, & Cañizares, 2011), en este proyecto se plantea un modelo y las técnicas de optimización que facilitan implementar un plan óptimo para la inversión en proyectos de generación de energía solar fotovoltaica a gran escala. Los temas de discusión que abarca el proyecto incluyen ubicación, tamaño, y el tiempo de inversión más beneficioso, la radiación solar según la ubicación, una representación detallada de los costos de inversión y una representación aproximada del sistema de transmisión de energía, todo esto teniendo en cuenta la ubicación del proyecto (Ontario, Canadá), para al final demostrar la aplicación práctica y utilidad de la metodología propuesta.

“An Optimization Method for Designing Large PV Plants” (Kerekes, Koutroulis, Séra, Teodorescu, & Katsanevakis, 2013), en este trabajo sus autores presentan un nuevo método para el cálculo y la configuración óptima de grandes instalaciones fotovoltaicas, buscando que el costo normalizado de la energía eléctrica generada se reduzca lo más que se pueda. La optimización del diseño propuesto se desarrolla considerando la cantidad de elementos de la planta, así como el tipo y su disposición en el campo de instalación, y el equilibrio entre el costo y el tiempo de vida de producción de energía de la planta. La alta precisión de los cálculos de producción que se realiza haciendo uso de la herramienta de diseño propuesto e compararon con datos operativos de una instalación fotovoltaica ya existente. Y los resultados del diseño propuesto y empleado demuestran que haciendo uso del método de optimización propuesto permite tener una reducción en el costo de la energía generada en la planta fotovoltaica de gran escala, maximizando así los beneficios

económicos que se pueden llegar a obtener durante la vida útil de la planta de energía solar fotovoltaica.

“Modeling and Technical-Economic Optimization of Electricity Supply Network by Three Photovoltaic Systems” (Safarian, Khodaparast, & Kateb, 2013), los autores del proyecto tomaron en consideración 3 tecnologías diferentes (silicio cristalino; cobre indio, galio y selenio; de unión múltiple) que convierten la energía solar en energía eléctrica, y las compraron entre sí para ver cual resulta ser la adecuada para satisfacer la demanda de electricidad, en el estudio tuvieron en cuenta los factores técnicos, costos, operabilidad, viabilidad y capacidad. Para tomar una decisión implementaron un modelo basado en la optimización genérica, para una planificación energética de largo plazo y del diseño de la planta fotovoltaica, el modelo consta de técnicas de programación dinámica, y es capaz de identificar las estrategias óptimas de inversión y configuraciones del sistema de alimentación integrada de las diferentes alternativas.

“Technical and Economic Feasibility of a 5 MW Solar Photovoltaic (PV) Power Plant on Kauai, Hawaii” (Lee, 2008), el autor en el proyecto analizó tres diseños basados en el potencial fotovoltaico de la planta, los 3 diseños fueron de placa plana fija, un eje de seguimiento y seguimiento en 2 ejes, y teniendo en consideración la concentración de energía fotovoltaica en función de la radiación en Kauai, los gases de efecto invernadero que se evitan, proyección de producción de energía, costos de capital, operación y mantenimiento, el coste normalizado de la energía de cada diseño fotovoltaico. Los resultados obtenidos muestran que el seguimiento solar con un solo grado de libertad es el más adecuado para Kauai.

“Thermo-Economic Analysis of a Photovoltaic-Fuel Cell Hybrid System With Energy Storage for CHP Production in Household Sector” (Ancona, y otros, 2016),

el auge de las fuentes renovables de energía sobretodo la energía eólica y solar ha llevado a tomar en consideración el funcionamiento fiable y la seguridad de los sistemas de energía, una posible solución para mejorar la integridad de la red, es la implementación de sistemas de almacenamiento de energía. Lo que conllevó a un amplio estudio de un sistema de micro-CHP híbrido basado en paneles solares que utilizan hidrógeno como tecnología de almacenamiento, dicho estudio evalúa la viabilidad técnica y económica de sustituir la energía suministrada por la red con un sistema híbrido para atender a la demanda de los hogares.

“Sensitivity Analysis on Some Profitability Indices for Photovoltaic Grid-Connected Systems on Buildings: The Case of Two Top Photovoltaic European Areas” (Talavera, Nofuentes, De La Casa, & Aguilera, 2012), los autores de este estudio hicieron un análisis de los principales factores económicos de sistemas fotovoltaicos On-Grid en edificios, para determinar la rentabilidad, lo que los llevó a realizar un análisis de sensibilidad de algunos índices de rentabilidad, como lo son la tasa neta interna de retorno, el valor actual neto, y el tiempo de recuperación de la inversión, para demostrar la influencia en estos índices de posibles cambios en los factores que intervienen en su estimación. Se hizo el estudio en dos escenarios Alemania y España, obteniendo que factores como la ayuda de la inversión inicial, los dividendos de capital propio, impuestos, interés anual del préstamo tienen una influencia relativamente baja en la tasa neta de rendimiento interno, valor actual neto y el tiempo de recuperación descontado y factores como la inversión inicial, el rendimiento anual de la electricidad fotovoltaica y el precio unitario de la electricidad fotovoltaica tienen una mayor influencia en los índices de rentabilidad.

“A Financial Worksheet for Computing the Cost (¢/kWh) of Solar Electricity Generated at Grid Connected Photovoltaic (PV) Generating Plants” (Stavy, 2002), en

este documento se analizan los aspectos técnicos, financieros y económicos que componen el método para calcular el costo nivelado de la energía solar. En el estudio se incluye el método de coste nivelado, la radiación solar, eficiencia de los módulos fotovoltaicos, la depreciación, costo de capital, costos de operación y mantenimiento variables y los impuestos. El documento muestra también una hoja de cálculo, la cual toma valores de referencia de una planta solar modelo ubicada en Chicago

1.13. Alcance y Limitaciones

Este proyecto estudia la viabilidad de instalar un sistema FV On-grid en la sede central de la Universidad de Córdoba desde los siguientes aspectos:

Económico: Determina si es viable invertir o financiar por medio de entidades bancarias y estatales en el presente proyecto, además de determinar el tiempo de recuperación de la inversión.

Tecnológico: determina la tecnología más adecuada según las características ambientales de la región, además de su garantía y respaldo.

Disponibilidad del terreno: determina el área necesaria para la implementación de la planta FV y aprovechable en la Universidad de Córdoba.

Ambiental: Se limita a determinar las emisiones de CO₂ por la producción de energía FV.

Limitaciones: El proyecto no proporciona el área de las azoteas de los edificios de la Universidad, ni tampoco estudia las consecuencias térmicas de las altas temperaturas y cambios climáticos en los paneles FV y demás elementos que componen el sistema On-grid.

2. Materiales y métodos

2.1.Potencial Energético Solar

Para poder desarrollar este proyecto de investigación fue necesario determinar los niveles de radiación solar de la región, para poder analizar el potencial energético solar, específicamente en la ciudad de Montería. Se midió la capacidad de aprovechamiento de energía solar (kWh/m^2) experimentalmente, utilizando un piranómetro de radiación solar incidente ubicado en la Universidad Pontificia Bolivariana (UPB) sede montería. Para poder llevar a cabo esta actividad se procedió a tomar los registros de un año de los valores de la irradiancia (I_r) (W/m^2) durante las 12 horas solares del día, almacenados en una tarjeta de adquisición de datos (Figura 2), dicho registro está comprendido en el periodo de Junio del 2015 y Junio del 2016 y el valor promedio de estos valores de irradiancia se llevó a valores de irradiación (G) diaria y anual para compararlos con registros de organizaciones estatales como lo son la UPME y el IDEAM.

$$G (\text{diario}) = \frac{I_r}{1000} * \frac{12h}{1 \text{ dia}} [\text{kWh/m}^2/\text{día}] \quad (5)$$

$$G (\text{anual}) = \frac{I_r}{1000} * \frac{12h}{1 \text{ dia}} * \frac{365 \text{ dias}}{1 \text{ año}} [\text{kWh/m}^2/\text{día}] \quad (6)$$



Figura 2: Tarjeta de adquisición de datos. Fuente: (Autores, 2016).

2.2. Estimación de la Eficiencia

En esta fase del proyecto se midió durante seis días, 87 datos simultáneos de corriente de corto circuito(A), voltaje de circuito abierto (V) (ver figura 3), para un panel solar policristalino y uno monocristalino de 200 W cada uno (ver figura 4), utilizando un multímetro; se midió la irradiancia instantánea por medio de un piranómetro, conectado a una tarjeta de adquisición de datos. Estos datos están disponibles en el Anexo A. Posteriormente se calcularon las eficiencias de los paneles policristalino y monocristalino por medio de la expresión:

$$\eta = \frac{V_{CA} * I_{cc}}{I_r * A} \quad (7)$$

Dónde:

V_{CA} : voltaje de circuito abierto (V)

I_{cc} : intensidad eléctrica de corto circuito (A)

I_r : irradiancia instantánea (W/m^2)



Figura 3: Montaje de paneles. Fuente: (Autores, 2016)



Figura 4: Panel solar monocristalino y policristalino. Fuente: (Autores, 2016)

La intensidad de corto circuito varía con la irradiancia linealmente de la siguiente manera:

$$I_{cc} = I_r * \frac{I(CEM)}{1000 \text{ W/m}^2} \quad (8)$$

Dónde:

I (CEM)= intensidad condiciones estándar de medidas (25°C; $I_r=1000 \text{ W/m}^2$; 1,5 masa de aire AM)

I_{cc} : intensidad eléctrica de corto circuito (A)

I_r : irradiancia instantánea (W/m^2)

La intensidad es directamente proporcional a la eficiencia, por tanto pronosticamos un modelo lineal por medio del software STATGRAPHICS en su versión de prueba, haciendo un ANOVA (análisis de varianza), con un nivel de confianza del 95 %, que relacione la eficiencia de los paneles solares monocristalinos y policristalinos con la irradiancia, como se muestra a continuación:

Regresión Simple - Eficiencia vs. Irradiancia (W/m^2)

Variable dependiente: Eficiencia

Variable independiente: Irradiancia (W/m^2)

Regresión lineal: $Y = a + b * X$ (9)

2.3. Análisis Económico

El análisis de la viabilidad económica del proyecto se hizo considerando dos alternativas: proyecto puro y proyecto financiado, implementando las dos tecnologías de paneles solare; para esto fue necesario establecer el costo de inversión y los costos ajenos a la inversión inicial.

2.3.1. Cálculo de la función de costo. Se establecieron funciones de costos para cada tecnología necesaria en la instalación de una planta FV On-grid, en función de los Wp que sean instalados .Cada función fue establecida por uno de los siguientes criterios:

- Funciones de regresiones, establecidas utilizando las diferentes potencias y costos de cada tecnología y adaptando estos valores a las funciones más acordes a su comportamiento. Los costos fueron obtenidos por medio de catálogos de la empresa Green Energy Latin America (Anexo I)

Las siguientes son las tecnologías e índices tenidos en cuentas en el cálculo de costo del sistema FV:

- Costo de paneles FV Monocristalinos (C_{pp}) y Policristalinos (C_{pm}).
- Costo de inversores (C_i).
- Costo de Soporte y fijación (C_{syf}).
- Costo de cableados (C_c).
- Costo de Transformadores de poste (C_{Tp}) y pedestal (C_{Tped}).
- Costo de mano de obra (C_{mo}).
- Costo de transporte (C_{trans}).
- Costos administrativos, utilidad e imprevistos (AUI).

La función de costo de inversión bruta “It_b” se estableció como la suma de todas las funciones de costos obtenidas para la implementación del sistema, como se muestra a continuación:

$$It_b = (C_{pp} \text{ ó } C_{pm}) + C_i + C_{syf} + C_c + (C_{Tp} \text{ ó } C_{Tped}) + C_{mo} + C_{trans} [COP/Wp] \quad (10)$$

La Función de costos “It” es el costo total que cuesta instalar el sistema FV contratando una empresa especializada, y este costo no es más que el costo de inversión bruta sumándole el AUI que cobra dicha empresa. Así la función “It” queda definida como se muestra a continuación.

$$It = It_b * (1 + AUI) [COP/Wp] \quad (11)$$

2.3.2. Costos ajenos a la inversión inicial It.

2.3.2.1. Costos de operación y mantenimiento anual. El costo de “C_{oy}m” anual esta alrededor del 1,5% de la inversión inicial o costo del proyecto dividido entre el número de años de vida tecnológica del proyecto (Peters, Schmidt, Wiederkehr, & Schneider, 2011); así la función de costo “C_{oy}m” se definió como:

$$C_{oym} = \frac{It * 1,5\%}{n} \quad (12)$$

Dónde:

n: número de periodos.

El costo “C_{oy}m” suele tener un incremento anual. Para este proyecto la tasa de incremento anual para el mantenimiento se consideró del 1 % (L. Pinzón, comunicación personal, 19 de octubre 2016).

2.3.2.2. Costo por cambios de equipos. La vida útil de los paneles FV se estima superior a 25 años, pero elementos como los inversores tienen vida útil entre 10 y 15 años lo que obliga a cambios de estos elementos en pleno ciclo de vida del sistema

On-grid, por tanto se estimó que el costo de inversores “C_i” debe ser nuevamente costado en los años 10 y 20 del ciclo de vida del proyecto.

2.3.3. Análisis del proyecto financiado.

2.3.3.1. Anualidad de la inversión. Se desarrolló la función de anualidad de la inversión “A_i” permitiendo determinar las formas de pagos anuales que se harían si el proyecto es financiado.

2.3.3.2. Costo anual del proyecto financiado. El costo anual del proyecto financiado “C_{af}” se estimó tomando los flujos de salida totales de cada año y quedó definido como se muestra a continuación:

$$C_{af} = C_{oym} + A_i + GEA + C_i \text{ [COP]} \quad (13)$$

Dónde:

C_{oym}: Costos de operación y mantenimiento

A_i: Anualidad de la inversión

GEA: Costo de gasto energético (considerado cero en este tipo de proyecto)

C_i: Costo de inversores (solo en años de cambios)

2.3.4. Análisis del proyecto puro. Se hizo el análisis financiero para el proyecto si este fuera costado en su totalidad por el inversionista.

2.3.4.1. Costo anual del proyecto puro. El costo anual del proyecto puro “C_{ap}” se definió como se muestra a continuación:

$$C_{ap} = C_{oym} + GEA + C_i \text{ [COP]} \quad (14)$$

2.3.5. Cálculos correspondientes según la demanda energética. Se tomó por referencia los valores de consumo de la Universidad de Córdoba en un periodo de 22 meses, comprendido desde Mayo del 2014 hasta Febrero de 2016 (Anexo B), en la tabla 3 se muestran estos valores. Para hacer los cálculos y posteriormente hacer un

análisis de integración a escala, se asumió el mes 6, correspondiente a octubre 2014, que de los meses de consumo es el mayor de los que se registra el costo de la factura.

Tabla 3. Consumos y costos eléctricos de la Universidad de Córdoba.

Mes	Fecha	Energía consumida (kWh/mes)	Costo (COP)	Delta de energía mensual FV (kWh)
1	may-14	406189	-----	-5670
2	jun-14	285048	-----	115471
3	jul-14	251149	-----	149370
4	ago-14	352856	-----	47663
5	sep-14	414255	-----	-13736
6	oct-14	367052	\$120455550	33467
7	nov-14	331465	-----	69054
8	dic-14	218204	-----	182315
9	ene-15	177579	-----	222940
10	feb-15	344773	-----	55746
11	mar-15	395531	-----	4988
12	abr-15	332223	\$110802480	68296
13	may-15	359764	-----	40755
14	jun-15	392736	-----	7783
15	jul-15	260829	-----	139690
16	ago-15	350483	-----	50036
17	sep-15	433231	-----	-32712
18	oct-15	400519	\$133926980	0
19	nov-15	358954	-----	41565
20	dic-15	272564	-----	127955
21	ene-16	205170	-----	195349
22	feb-16	369694	\$125863960	30825

Nota: Elaboración propia.

2.3.5.1. Área solar y número de paneles. Según la potencia a instalar en el sistema FV On-grid, el área solar “As” o el área necesaria para la instalación de los paneles FV varía, así que para conocer ese valor en función de la demanda energética mensual se estableció la siguiente expresión:

$$A_s = \frac{kWh_f}{G * \eta_p * 30} [m^2] \quad (15)$$

Dónde:

kWh_f: Demanda energética mensual

G: Irradiación diaria

η_p : Eficiencia del panel FV

Y se estableció el número de paneles “ η_p ” por la expresión:

$$\eta_p = \frac{A_s}{A_p} \quad (16)$$

Dónde:

A_p : Área del panel.

2.3.5.2. Energía eléctrica producida anualmente. La energía eléctrica producida anualmente “Energ_a” se calculó por la siguiente expresión:

$$Energ_a = G * \eta_p * A_s * \eta_i * 365 \text{ [kWh-año]} \quad (17)$$

Dónde:

G: Irradiación diaria

η_p : Eficiencia del panel FV

A_s : Área Solar

η_i : Eficiencia del inversor

Para obtener un valor real de la energía que se produce anualmente, se consideró la degradación en la eficiencia de los paneles de un 0,8 % anualmente como indican los fabricantes, lo que implica una eficiencia del 80% del panel al culminar su ciclo de vida.

2.3.5.3. Ahorro anual del proyecto. El ahorro anual del proyecto “ A_{anual} ” depende del costo del kWh cobrado por la empresa distribuidora de energía. La universidad por ser un cliente no regulado, se le cobra en promedio al mes alrededor de 150 COP/kWh, aunque este valor cambia continuamente según los convenios de la Universidad de Córdoba y la empresa comercializadora de energía. Además del cobro de la tarifa normal, la universidad paga conceptos de comercialización de energía, transporte nacional y regional de esa energía, penalizaciones y otros cargos, que llevan a pagar un promedio mensual de 334 COP/kWh.

El valor del kWh anual está sujeto a aumentar por factores como la inflación, para este caso se tomó una tasa de incremento anual del 2%. El ahorro anual “ A_{anual} ” se definió como:

$$A_{\text{anual}} = \text{Ener}_a * C_{\text{kWh}} [\text{COP}] \quad (18)$$

Dónde:

Ener_a : Energía eléctrica producida anualmente

C_{kWh} : Costo del kWh de la empresa distribuidora de energía eléctrica

2.3.5.4. Flujo de caja anual. El flujo de caja anual “ Q_t ” se definió dependiendo de si el proyecto es puro o financiado como se muestra a continuación:

$$Q_t = A_{\text{anual}} - (C_{\text{af}} \text{ ó } C_{\text{ap}}) [\text{COP}] \quad (19)$$

Dónde:

C_{af} : Costos anuales del proyecto financiado.

C_{ap} : Costos anuales del proyecto puro.

Este Flujo de caja es utilizado en la ecuación (3) y (4) para calcular la viabilidad del proyecto por medio del VAN y la TIR.

2.3.5.5. VAN y TIR. Para la evaluación del proyecto y estimación de la viabilidad económica, se estimó el VAN y la TIR, para una planta solar On-grid con paneles

monocristalinos y policristalinos, tanto para un proyecto financiado como un proyecto puro.

2.4. Integración a Escala

Con el ánimo de ofrecer un abanico de posibilidades, se desarrolló un análisis de sensibilidad, en el que se le dio valores desde el 10 % hasta el 110 % al porcentaje de demanda energética mensual. El valor de demanda requerido que se toma como referencia es el del mes registrado con mayor consumo, el cual corresponde al mes de octubre del 2015, las variables de respuesta que se analizaron con este análisis de sensibilidad fueron: Potencia a instalar en la planta FV, Costo de inversión, el área requerida para la instalación, el VAN, la TIR y el tiempo de recuperación de la inversión.

3. Resultados y discusiones

3.1. Estimación de la Capacidad de Aprovechamiento Solar

3.1.1. Valores de irradiancia e irradiación en Montería. El valor de la irradiancia promedio para la tierra medida desde la atmosfera, es conocida como constante solar, con un valor de 1367 W/m^2 (Rufes Martínez, 2010). Sin embargo la irradiancia que incide directamente en el panel tiene un valor menor, debido a la interacción con gases en la atmosfera y fenómenos físicos como la refracción, esta potencia incidente tiene un valor máximo que está en el orden de los 1000 W/m^2 . Según UPME-IDEAM(2005) la ciudad de monteria presentaba una irradiación en un rango entre $5 - 5,5 \text{ kWh/m}^2/\text{día}$; posteriormente la UPME-IDEAM (2015), establece para la ciudad de montería una irradiación promedio diaria de $4 - 4,5 \text{ kWh/m}^2/\text{día}$. Como muestra la Figura 5:

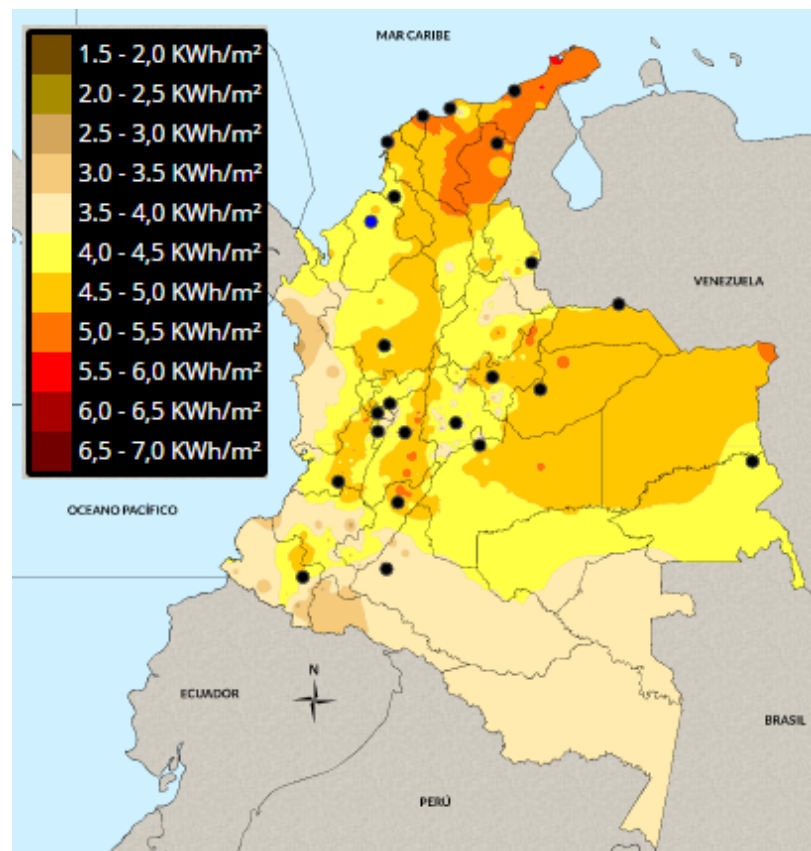


Figura 5: Mapa de irradiación diaria de Colombia. Fuente: (UPME-IDEAM, 2015)

Según UPME-IDEAM (2005), la irradiación promedio anual para la Costa Atlántica oscila entre 1269-2340 kWh/m²/año, estableciendo que la irradiación de montería oscila entre los valores mencionados; la Tabla 4 muestra la irradiación promedio para distintas zonas del país.

Tabla 4. Irradiación promedio de distintas regiones de Colombia

Región	kWh/m²/año
Guajira	1.980 - 2.340
Costa Atlántica	1.260 - 2.340
Orinoquía	1.440 - 2.160
Amazonía	1.440 - 1.800
Andina	1.080 - 1.620
Costa Pacífica	1.080 - 1.440

Nota: Fuente: (UPME-IDEAM, 2005)

El Anexo C indica el valor promedio de irradiancia de 440,383 W/m² durante las 12 horas solares del día, en un periodo entre Junio del 2015 y Junio del 2016, valor que se obtuvo de los datos suministrados por el piranómetro instalado en la UPB. A partir de la irradiancia promedio calculamos la irradiación promedio diaria y anual como se muestra a continuación en las ecuaciones 20 y 21:

$$G \text{ (diario)} = \frac{440,383 \text{ W/m}^2}{1000} * \frac{12\text{h}}{1 \text{ día}} = 5,285 \text{ kWh/m}^2/\text{día} \quad (20)$$

$$G \text{ (anual)} = \frac{440,383 \text{ W/m}^2}{1000} * \frac{12\text{h}}{1 \text{ día}} * \frac{365 \text{ días}}{1 \text{ año}} = 1928,878 \text{ kWh/m}^2/\text{año} \quad (21)$$

Experimentalmente podemos notar que tanto la irradiación diaria como la irradiación anual para la ciudad de Montería están en los rangos establecidos por UPME-IDEAM, como muestra la ecuación 22 y 23.

Irradiación diaria:

$$5 \frac{\text{kWh}}{\text{m}^2/\text{día}}(\text{teórico}) < G(\text{calculado}) = 5,285 \frac{\text{kWh}}{\text{m}^2/\text{día}} < 5,5 \frac{\text{kWh}}{\text{m}^2/\text{día}}(\text{teórico}) \quad (22)$$

Irradiación anual:

$$1269 \frac{\text{kWh}}{\text{m}^2/\text{día}}(\text{teórico}) < G(\text{calculado}) = 1928,878 \frac{\text{kWh}}{\text{m}^2/\text{día}} < 2340 \frac{\text{kWh}}{\text{m}^2/\text{día}}(\text{teórico}) \quad (23)$$

3.1.2. Aprovechamiento solar por unidad de área según el tipo de tecnología.

La eficiencia en función de la irradiancia de los paneles solares policristalinos y monocristalinos obtenidas a partir de los métodos experimentales que se muestran posteriormente, permiten establecer la potencia que puede generar cada tecnología, como a continuación se muestra:

$$\text{Eficiencia (poli)} = 8,42249 + 0,00538918 * Ir \quad (24)$$

$$\text{Eficiencia (mono)} = 11,844 + 0,00224722 * Ir \quad (25)$$

Para una irradiancia promedio de 440,383 W/m² y utilizando las ecuaciones 24 y 25 obtenemos los datos mostrados a continuación.

Tabla 5. Potencia promedio por metro cuadrado de cada tecnología

potencia generada(W/m ²)	
Policristalino	Monocristalino
47,542	56,517

Nota: Fuente: elaboración propia.

La Tabla 5 muestra que la potencia generada por unidad de área del panel monocristalino equivale a un 18,88 % más de la potencia específica de generación del panel policristalino. La ecuación 26 permite calcular la energía generada por las dos tecnologías por unidad de área en un periodo de un año; en el Anexo D se especifican estos resultados.

$$E = \frac{W_{gen} * t}{1000} (\text{kWh/m}^2) \quad (26)$$

Dónde:

W_{gen} : potencia por unidad de área generada por el panel.

t: número de horas solares del año.

Así:

$$E (\text{Policristalino}) = \frac{47,542 \text{ W/m}^2}{1000} * \frac{12 \text{ h}}{1 \text{ día}} * \frac{365 \text{ días}}{1 \text{ año}} = 208,234 \text{ kWh/m}^2/\text{año} \quad (27)$$

$$E (\text{Monocristalino}) = \frac{56,517 \text{ W/m}^2}{1000} * \frac{12 \text{ h}}{1 \text{ día}} * \frac{365 \text{ días}}{1 \text{ año}} = 247,545 \text{ kWh/m}^2/\text{año} \quad (28)$$

Estos datos obtenidos con las ecuaciones 27 y 28 representan la cantidad promedio de energía que podemos obtener dependiendo de la tecnología utilizada.

3.2. Eficiencia de la Generación de Energía Solar FV Para Paneles Monocristalinos y Policristalinos

En la Tabla 6 se muestra el resultado de la regresión lineal simple obtenida a partir de los valores medidos en campo para las dos tecnologías.

Tabla 6. Coeficientes de las ecuaciones de las dos tecnologías

		Mínimos Cuadrados	Estándar	Estadístico	
Tecnología	Parámetro	Estimado	Error	T	Valor-P
Policristalino	Intercepto	8,42249	0,562291	14,9789	0
	Pendiente	0,0053892	0,0009724	5,54217	0
Monocristalino	Intercepto	11,844	0,475016	24,9339	0
	Pendiente	0,0022472	0,0008215	2,73562	0,0076

Nota: Fuente: Elaboración propia

El análisis de varianza tabulado en la Tabla 7, arroja un valor-P igual a 0 y un valor-P igual a 0,0076 para la regresión de eficiencia contra irradiación de las tecnologías policristalina y monocristalina respectivamente; este valor-P es mucho menor a 0,05 que traduce el nivel de significancia del 5%, e indica una relación lineal significativa entre la eficiencia y la Irradiancia.

Tabla 7. Análisis de varianza

Tecnología	Fuente	Suma de Cuadrados	Gl	Cuadrado Medio	Razón -F	Valor-P
Policristalino	Modelo	86,7982	1	86,7982	30,72	0
	Residuo	240,199	85	2,82587		
	Total (Corr.)	326,997	86			
Monocristalino	Modelo	15,0923	1	15,0923	7,48	0,0076
	Residuo	171,421	85	2,01672		
	Total (Corr.)	186,513	86			

Nota: Fuente: Elaboración propia

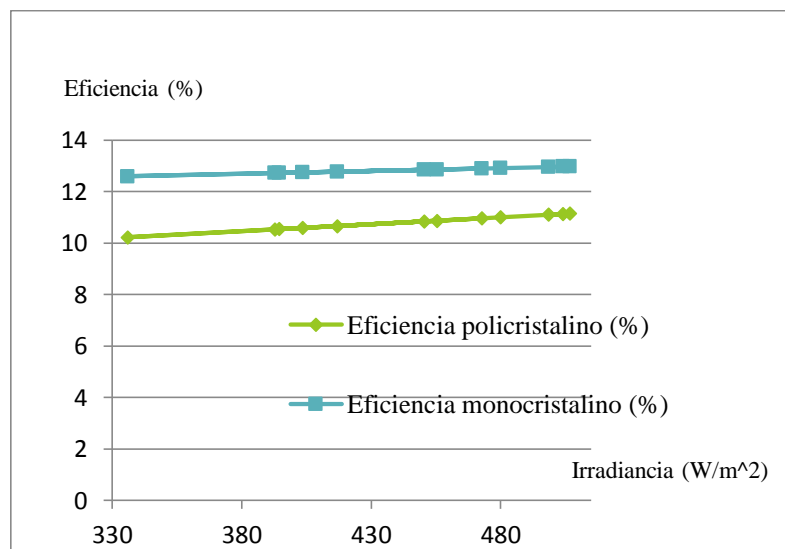
Los modelos ajustados se representan a continuación con las ecuaciones 29 y 30:

$$\text{Eficiencia (poli)} = 8,42249 + 0,00538918 * \text{Ir} \quad (29)$$

$$\text{Eficiencia (mono)} = 11,844 + 0,00224722 * \text{Ir} \quad (30)$$

En el Anexo E, se encuentran algunos gráficos arrojados en esta prueba estadística que ratifican el comportamiento lineal entre la irradiancia y la eficiencia como los son los gráficos de Observado vs predicho, residuos Estudentizado vs número de fila, la gráfica de modelo ajustado, histograma de frecuencia y un diagrama de frecuencia suavizada.

3.2.1. Análisis comparativo de tecnologías. En el Anexo F se muestran las diferentes eficiencias calculadas en campo mediante las ecuaciones 29 y 30 para cada instante registrado, encontrándose eficiencias que van aproximadamente de un 8% hasta un 15% para el panel policristalinos y de 10% a un 16% en el caso del monocristalino; consiguiendo así las representaciones lineales descritas y que gráficamente demuestran la eficiencia superior que poseen los paneles monocristalinos como se muestra en la Gráfica 8.



Gráfica 8: Eficiencia de las 2 tecnologías. Fuente: Elaboración propia.

El Anexo D ya mencionado, también entrega las eficiencias mensuales y la anual promedio de las dos tecnologías, calculadas a partir de las ecuaciones 29 y 30, además en ella están representados los datos de potencia por unidad de área mensual promedio de cada panel en función de la irradiancia, calculados a partir de las siguientes ecuaciones:

$$\eta \text{ (eficiencia)} = \frac{V \cdot I}{Ir \cdot A} = \frac{P}{Ir \cdot A} \quad (31)$$

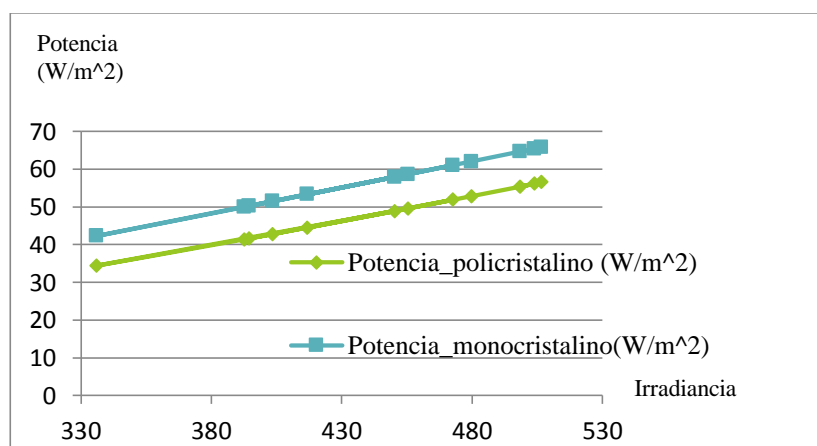
$$\text{Así } \frac{P}{A} = \eta \cdot Ir \text{ [W/m}^2\text{]} \quad (32)$$

Luego la potencia por unidad de área en función de la irradiancia es como muestra las ecuaciones 33 y 34:

$$\frac{P}{A}(\text{Poli}) = (8,42249 + 0,00538918 * Ir) * Ir \quad [\text{W/m}^2] \quad (33)$$

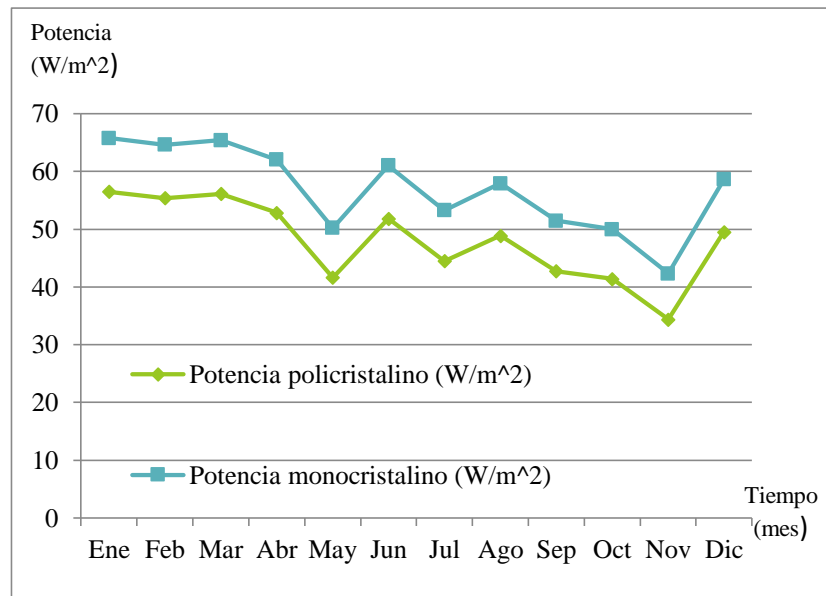
$$\frac{P}{A}(\text{Mono}) = (11,844 + 0,00224722 * Ir) * Ir \quad [\text{W/m}^2] \quad (34)$$

Las Gráficas 9 y 10, representan la potencia por unidad de área entregada por las funciones 33 y 34. La Gráfica 9 muestra que el potencial suministrado por los paneles monocristalinos supera al potencial policristalino y esta conducta se conserva todo los meses del año como indica la Gráfica 10; esta última tabla indica que los meses de mayor aprovechamiento de potencial solar son los primeros cuatro meses del año, posteriormente hay una leve caída en esta potencia de aprovechamiento con fluctuaciones de Mayo hasta el mes de Agosto; donde inicia una leve caída hasta el mes de noviembre, donde la tendencia de crecimiento indica altos niveles de brillo solar e irradiación hasta comienzo de año, por el contrario la alta nubosidad de Montería y las continuas precipitaciones son la causa del decrecimiento en los meses de menor aprovechamiento solar.



Gráfica 9: Potencia por unidad de área en función de la irradiancia. Fuente: Elaboración

propia



Gráfica 10: Potencia por unidad de área en los meses del año. Fuente: elaboración propia

3.3. Análisis económico

3.3.1. Funciones de costos.

3.3.1.1. Costo de paneles monocristalinos y policristalinos. Para Colombia el Wp de panel solar Policristalino está alrededor de \$3200 COP, aunque es necesario destacar que este precio no está sujeto solo a IVA, además hay que contar que en él, están aproximadamente un 30 % de ganancia para los distribuidores e intermediarios; exceptuando estos parámetros el Wp de panel Policristalino vendido directo de los productores es de \$2300 COP. El costo del Wp de tecnología monocristalina es aproximadamente un 20 % mayor en comparación a la policristalina (Green Energy Latin America, 2016)

Cuando las instalaciones son medianas y grandes se debe recurrir a los precios del productor directo de cada tecnología. Así se determinó para Colombia las siguientes funciones de Costos 35 y 36, para los dos tipos de paneles estudiados.

$$C_{pp} = 2300 * W_p \text{ [COP/Wp]} \text{ Costo panel Policristalino por Wp} \quad (35)$$

$$C_{pm} = 2800 * W_p \text{ [COP/Wp]} \text{ Costo panel monocristalino por Wp} \quad (36)$$

El valor final del Wp de instalación FV para una planta cualquiera dependerá de la tecnología que se use, debido a que los cálculos de los inversores, cables, mano de obra entre otra dependerá de la cantidad de Wp de panel solar que se instale. Por tanto una tecnología con mayor eficiencia no solo reducirá el área necesaria sino también los otros costos ajenos a los paneles.

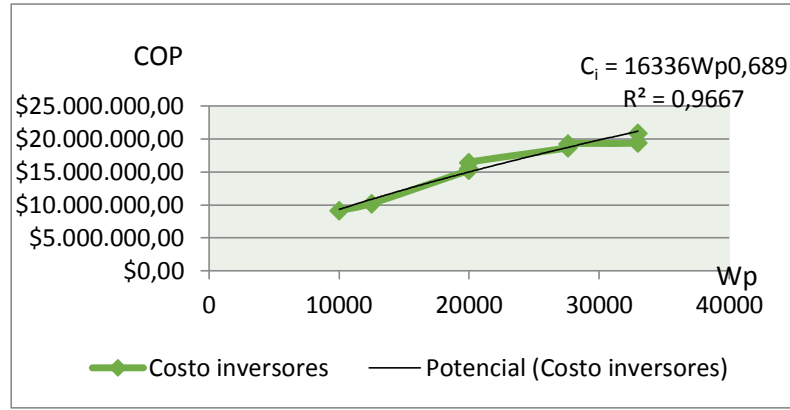
3.3.1.2. Costo de Inversores On-grid. Para las funciones de costos de inversores “C_i” se definió una función por partes. En primer lugar analizamos los costos de inversores trifásicos de distintas potencias en rangos entre 10 kWp y 33 kWp de la marca ABB como se muestra en la Tabla 8:

Tabla 8. Costo de inversores trifásicos ABB.

Potencia (Wp)	Costo (COP)
10000	\$9148083
12500	\$10234612,5
20000	\$15298841,25
20000	\$15598573,5
20000	\$16485282
27600	\$18702053,25
27600	\$19314006,75
33000	\$19482606
33000	\$20918823,75

Nota: Fuente Green Energy Latin America, 2016.

Posteriormente determinamos una función potencial que solo es válida para instalaciones con potencia pico entre 10 kWp y 30 kWp, como se muestra a continuación en la Gráfica 11.



Gráfica 11: Costo de inversores. Elaboración propia.

Para instalaciones menores a los 10 kWp, considera el costo de Wp instalado de inversor a \$1300 COP, que es el costo que cobran empresas especializadas en Colombia. Para instalaciones superiores a los 33 kWp, no se recomiendan inversores centrales (potencias desde 100 kWp) debido a que el daño de un equipo de estos detendría una gran producción de energía eléctrica y su cambio significaría una suma alta de dinero. Por lo tanto si la potencia es superior a los 33 kWp, se optará por la utilización de varios inversores de 33 kWp que tiene un costo de \$21203221 COP; así la función de inversores se define a continuación por las ecuaciones 37a, 37b y 37c

$$C_i = 2300 * W_p * F_i \quad [\text{COP}/W_p] \quad \text{si } W_p < 10000 \quad (37a)$$

$$C_i = 16336 * W_p^{0,689} * F_i \quad [\text{COP}/W_p] \quad \text{si } 10000 \leq W_p \leq 33000 \quad (37b)$$

$$C_i = 21203221 * \frac{W_p}{33000} * F_i \quad [\text{COP}/W_p] \quad \text{si } W_p \geq 33000 \quad (37c)$$

Dónde:

F_i : factor de seguridad para inversores

Cabe aclarar que estos costos pueden aumentar un 30 % por distribuidores e intermediarios. El factor de seguridad “ F_i ” evita daños en los inversores o que su capacidad sea rebasada en las horas picos de mayor incidencia solar. Para

instalaciones pequeñas “Fi” tiene valores entre 1,1 y 1,2 y para instalaciones de mediana y alta potencia (particularmente en este caso de estudio) se tomó un valor de 1,025 tomado en consideración la tolerancia de la potencia pico de los paneles FV.

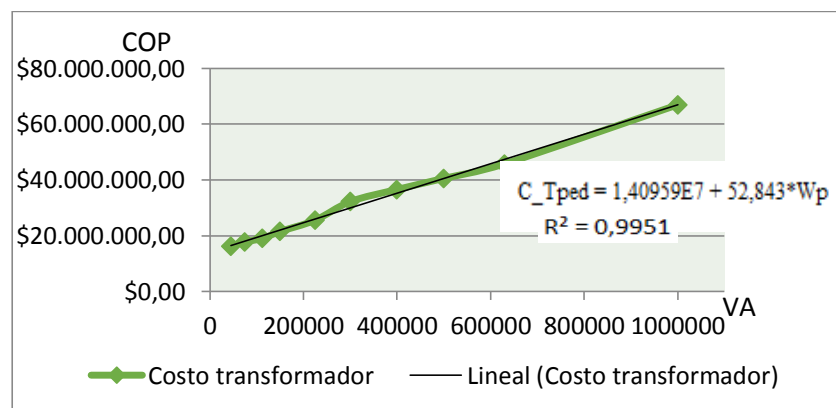
3.3.1.3. Costo de Soporte y fijación. El soporte y la fijación del sistema FV On-grid cuestan alrededor de \$290 COP por cada Wp instalado (Green Energy Latin America, 2016). Así la función de costo de soporte y fijación “ C_{syf} ” queda definida como se muestra a continuación:

$$C_{syf} = 290 * W_p \text{ [COP/Wp]}$$

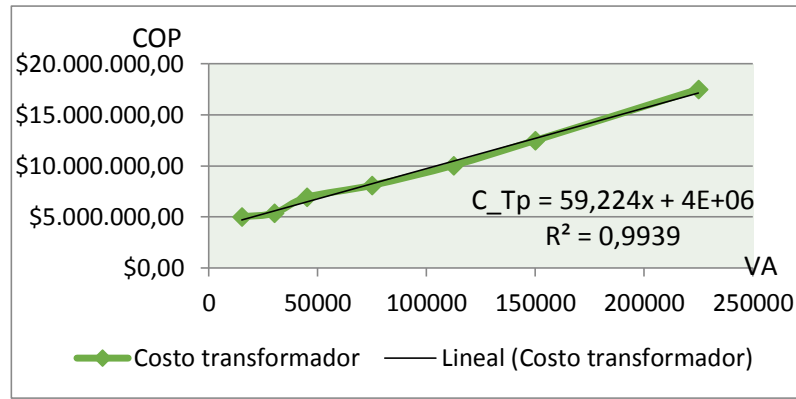
3.3.1.4. Costo por cables. Cada panel necesita alrededor de 3,5 m a 4 m de cable, además de sus respectivos empalmes. El costo de cableado por cada Wp instalado suministrado por una empresa especializada es de alrededor de \$194 COP (Green Energy Latin America, 2016). Así la función de costo por cableado “ C_c ” se define de la siguiente manera:

$$C_c = 194 * W_p \text{ [COP/Wp]}$$

3.3.1.5. Costo de transformador trifásico. Las regresiones lineales para transformadores trifásicos obtenidas son mostradas en las Gráficas 12 y 13.



Gráfica 12: Función C_{Tped} . Elaboración propia



Gráfica 13: Función C_{Tp} . Elaboración propia

Así la función de costo para transformadores se define por medio de las ecuaciones 38a y 38b.

$$C_{Tp_{ped}} = 52,843 * W_p + 1409590 \text{ [COP/W}_p\text{]} \quad (38a)$$

$$C_{Tp} = 59,224 * W_p + 4000000 \text{ [COP/W}_p\text{]} \quad (38b)$$

Es evidente la diferencia económica entre los dos tipos de transformadores, por lo que económicamente resulta más ventajoso optar por transformadores trifásicos tipo pedestal.

3.3.1.6. Costo de mano de obra. Los costos de mano de obra suministrados por una empresa especializada, contemplan personal especializado en salud ocupacional (HCQ), seguridad laboral, técnicos y ayudantes. El costo de mano obra “ C_{mo} ” por W_p instalado es de \$1000 COP (Green Energy Latin America, 2016), y está definido por la ecuación 39:

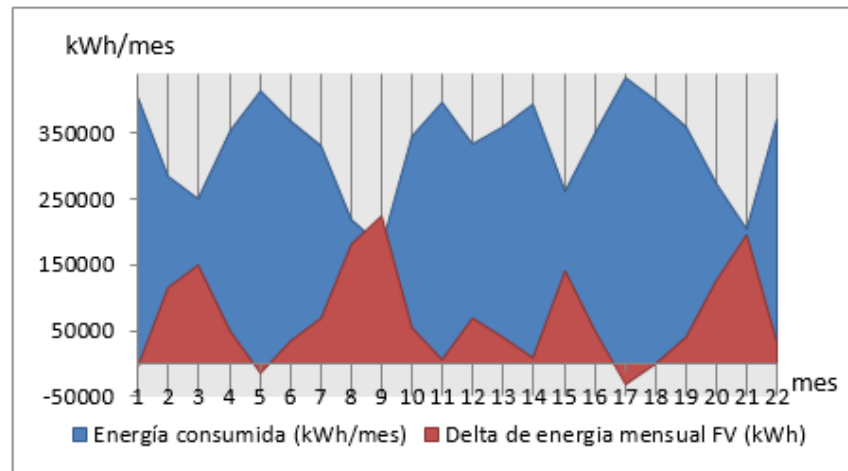
$$C_{mo} = 1000 * W_p \text{ [COP/W}_p\text{]} \quad (39)$$

3.3.1.7. Costo de transporte. Estos costos son adicionados por empresas especializadas e indica el costo de transporte desde el puerto de Cartagena a la ciudad de Montería. El costo de transporte “ C_{trans} ” por W_p instalado es de \$169,92 COP (Green Energy Latin America, 2016), y está definido por la ecuación 40.

$$C_{trans} = 169,92 * W_p \text{ [COP/Wp]} \quad (40)$$

3.3.2. Análisis de las variables.

3.3.2.1. Demanda energética. La cantidad de energía excedente en los meses del año, considerando una integración energética FV del 100 % con este consumo como referencia se muestra en la Gráfica 14.



Gráfica 14: Delta de energía por mes. Elaboración propia.

Los meses 1, 5 y 17 que corresponden a periodos de mayo y septiembre (periodo de clases) son los únicos donde el demanda de energía superara la energía producida por el sistema FV On-grid, aun así solo se necesitaría consumir de la red convencional 32.712 kWh en el mes 17 que es el de mayor demanda, aproximadamente el 8%, que a un precio de tarifa actual pagado por la universidad de \$334 COP/kWh serían alrededor de \$1092600 COP.

Meses como Junio, Julio y enero (periodos vacacionales) presentan excedente de energía de hasta más de 100000 kWh, este excedente generaría una ganancia a la Universidad de Córdoba alrededor de los \$33400000 COP; este comportamiento de exceso de producción de energía se conserva casi todo el año debido a que el consumo de energía no es constante y se puede aprovechar si se llevan a cabo

arreglos de cobros por el excedente de energía suministrado a la red, según se estipula en la ley 1715 del 2014.

3.3.2.2. Costos de la implementación de un sistema FV On-grid en la Universidad de Córdoba. Para calcular los distintos costos necesarios para el análisis de la viabilidad económica de la implementación del sistema FV On-grid implementamos una plantilla de cálculo, elaborada por nosotros en MICROSOFT EXCEL, y en ella calculamos y evaluamos los sistemas On-grid con paneles solares monocristalinos y policristalinos para proyectos financiados y puros. A continuación en la Tabla 9 se muestran los parámetros de partida utilizados en el desarrollo de los cálculos del proyecto en la plantilla de cálculo.

Tabla 9. Parámetros de partida de estudio On-grid Universidad de Córdoba en Microsoft Excel

Parámetro	Unidad	Valor
Consumo anual Promedio	kWh	40051,9
Costo factura anual	COP	\$160712.376
Irradiación diaria	kWh/m ²	5,28
Irradiación anual	kWh/m ²	1928,87
Eficiencia del Inversor	%	98
tasa de cambio	COP-USD	\$3026
Valor kWh	COP	\$334
tasa de incremento valor kWh	%	2
Área Panel	m ²	1,94
Potencia pico de Panel	Wp	320
Eficiencia panel monocristalino		0,128
Eficiencia panel Policristalino		0,108
DTF(IR)	%	7,36
Tt	años	25
Te	años	10
tasa de incremento anual Costo mntto	%	1
AUI	%	15
Porcentaje de integración	%	10
Factor de seguridad inversor "Fi"		1,025

Nota: Elaboración propia

Esta plantilla de cálculo se desarrolló buscando dar la flexibilidad de manejo a muchas variables como la irradiancia del lugar, costo del kWh, eficiencia de las tecnologías, área del panel FV entre otras, para estudiar la viabilidad económica en un sin número de escenarios.

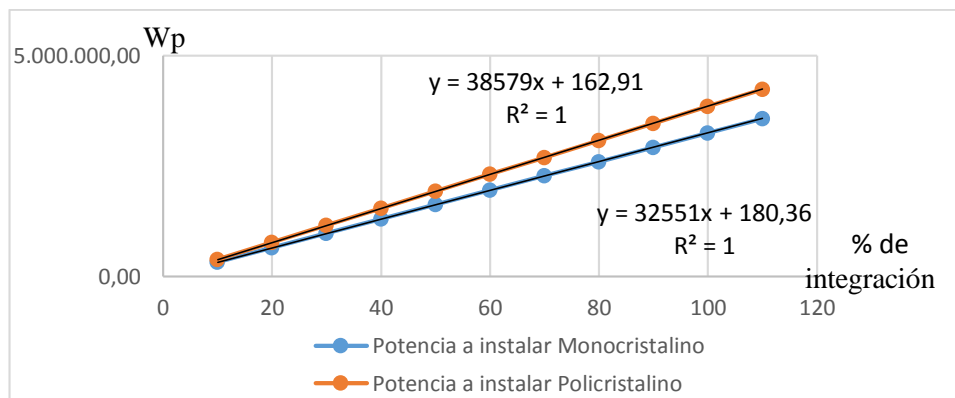
En la Tabla 10 se muestra los resultados comparativos de instalar un sistema FV On-grid con paneles monocristalinos y policristalinos en porcentajes de integración en aumento de un 10 % hasta un 110 %.

Tabla 10. Potencia y costo del Proyecto según su porcentaje de integración y su tecnología FV.

% de integración	Potencia a instalar Monocristalino (Wp)	Potencia a instalar Policristalino (Wp)	Costo del proyecto Monocristalino (COP)	Costo del proyecto Policristalino (COP)
10	325760	385920	\$1954484835	\$2094363320
20	651200	771840	\$3891100896	\$4172516354
30	976640	1157440	\$5827716956	\$6249194900
40	1302080	1543360	\$7764333017	\$8302354638
50	1627840	1928960	\$9702607567	\$10379033183
60	1953280	2314880	\$11639223628	\$12457186218
70	2278720	2700800	\$13575839689	\$14510345956
80	2604160	3086400	\$15487462453	\$16587024502
90	2929600	3472320	\$17424078514	\$18665177536
100	3255360	3857920	\$19362353063	\$20716862785
110	3580800	4243840	\$21298969124	\$22795015820

Nota: Elaboración propia.

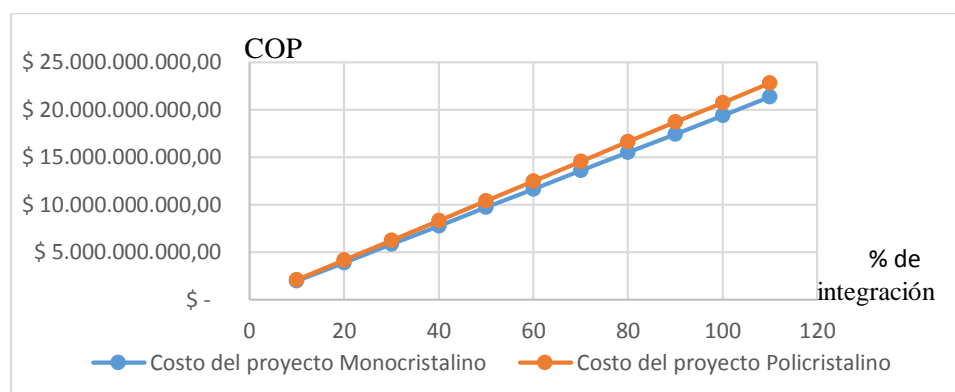
A partir de la Tabla 10, podemos comparar el comportamiento de la potencia a instalar para las dos tecnologías, la Gráfica 15 describe ese comportamiento.



Gráfica 15: Potencia instalada según el porcentaje de integración y la tecnología FV. Elaboración Propia.

La Potencia a instalar en un sistema FV policristalino es más grande debido a la menor eficiencia de sus paneles, es decir, se necesita mayor número de paneles policristalinos para poder obtener la misma energía en comparación a un sistema monocristalino.

De manera similar la Gráfica 16 describe los costos del proyecto según su porcentaje de integración y la tecnología usada. Se destaca la superioridad del costo del sistema On-grid policristalino, la cual era de esperarse una vez comparadas las potencias pico a instalar de cada tipo de tecnología descritas en la Gráfica 15.



Gráfica 16: Costo del Proyecto según el porcentaje de integración y la tecnología FV. Elaboración Propia.

El sistema policristalino es más costoso al compararse con el sistema monocristalino, Para un porcentaje de integración de un 10 % hasta un 110 % de la energía demandada por la Universidad; El sistema FV On-grid policristalino tiene un costo superior casi constate del 7 % en comparación a los sistemas FV On-grid monocristalinos.

3.3.2.3. Viabilidad del proyecto Financiado con tecnología monocristalina y policristalina. La Tabla 11 muestra los datos arrojados por la plantilla de cálculo para el desarrollo del proyecto financiado con paneles monocristalinos.

Tabla 11: Resultados de sistema FV On-grid monocristalino. Microsoft Excel.

factor de Costo	Costo (COP)
Inversores	\$217333015
Paneles (Mono)	\$912128000
Soporte y fijación	\$94470400
Cableado	63197440,00
Transformador poste	FALSO
Transformador pedestal	\$31310035
Mano de obra	\$325760000
Transporte	\$55353139
Total bruto	\$1699552030
Costo del proyecto It(COP)	\$1954484834
Costo del proyecto It(COP) sin iva	\$1684900719
Costo Wp instalado COP	\$5999
Costo Wp instalado USD	\$1,98
Costo de Operación y mantenimiento anual (COP)	\$1172690
Costo de Operación y mantenimiento (COP/25 años)	29317272
Anualidad de la inversión "AI" (COP)	\$199479417
VAN	\$435196709
kWh-25años	10792678
Costo COP/kWh	\$40,32
TIR	0,16

Nota: Elaboración propia

De manera similar la Tabla 12 muestra los datos correspondientes al proyecto financiado implementando paneles policristalinos.

Tabla 12: Resultados de sistema FV On-grid policristalino. Microsoft Excel.

factor de Costo	Costo (COP)
Inversores	260799618
Paneles (Poli)	887616000
Soporte y fijación	111916800
Cableado	74868480
Transformador poste	FALSO
Transformador pedestal	34489070
Mano de obra	385920000
Transporte	65575526
Total bruto	1821185495
Costo del proyecto It(COP)	2094363320
Costo del proyecto It(COP) sin IVA	1805485620
Costo Wp instalado COP	5426
Costo Wp instalado USD	1,79
Costo de Operación y mantenimiento anual	1256617,992
Costo de Operación y mantenimiento (25 años)	31415449
Anualidad de la inversión "AI" (COP)	213755752
VAN	304955567
kWh-25años	10792678
Costo COP/kWh	28,2
TIR	0,12

Nota: Elaboración propia

Al hacer un análisis de sensibilidad, con el porcentaje de integración como variable independiente y el VAN y la TIR como variables de respuesta, se obtuvieron para proyecto financiado los valores que se muestran en la Tabla 13.

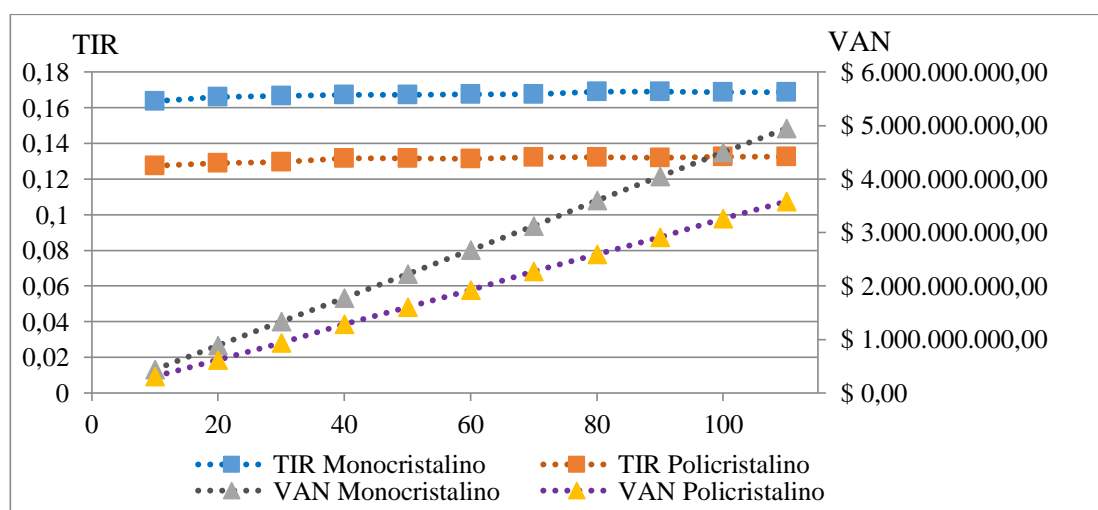
Cabe resaltar que para todos los escenarios la VAN es positiva, lo que indica la buena rentabilidad del proyecto. La TIR siempre es superior a la tasa de descuento

del 7,36 %; este indicador también hace viable económicamente el proyecto financiado. La Gráfica 17 muestra el comportamiento de estos dos indicadores.

Tabla 13. VAN y TIR del Proyecto financiado según su porcentaje de integración y su tecnología FV.

% de integración	VAN Monocrystalino	VAN Policristalino	TIR Monocrystalino	TIR Policristalino
10	\$435196709,9	\$304955567,3	0,163568301	0,127570875
20	\$883124017,6	\$621450202	0,16596437	0,129040458
30	\$1331051325	\$938994431,1	0,166777797	0,129626696
40	\$1778978633	\$1289214789	0,167187346	0,13170604
50	\$2225724351	\$1606759018	0,167342342	0,131527093
60	\$2673651659	\$1923253652	0,167522283	0,131361717
70	\$3121578967	\$2273474010	0,167651037	0,13231073
80	\$3603247325	\$2591018239	0,169021446	0,132122763
90	\$4051174632	\$2907512874	0,16895541	0,131945768
100	\$4497920351	\$3258782825	0,168856078	0,132581603
110	\$4945847658	\$3575277460	0,168817107	0,132394568

Nota: Elaboración propia.



Gráfica 17: VAN y TIR del proyecto financiado según el porcentaje de integración y la tecnología FV. Elaboración Propia.

También muestra la viabilidad del proyecto FV On-grid financiado, bajo cualquier escenario. Cabe destacar la superioridad de la VAN y la TIR para el proyecto FV monocristalino, que por ser más económico hace más rentable la implementación del sistema On-grid monocristalino que un sistema FV On-grid policristalino, bajo las condiciones previamente establecidas.

A continuación la Tabla 14 muestra el tiempo de recuperación de la inversión esta información se complementa con el Anexo G:

Tabla 14. Año de recuperación de la inversión para proyecto financiado según su tecnología FV y el porcentaje de integración

% de integración	Año (monocristalino)	Año (Policristalino)
10	14	15
20	13	14
30	13	14
40	13	14
50	13	14
60	13	14
70	13	14
80	13	14
90	13	14
100	13	14
110	13	14

Nota: Elaboración propia.

Para todos los porcentajes de integración el tiempo de recuperación de proyecto FV On-grid es de 13 años usando tecnología monocristalina y de 14 años usando tecnología policristalina, a excepción del 10 % de integración que aumenta 1 año el tiempo de recuperación de la inversión para ambas tecnologías; este tiempo es grande, pues para este tipo de proyectos se esperan tiempo inferiores a los 10 años, pero bajo los beneficios de la ley 1715 este tiempo se puede reducir. Cabe notar que si se integrara menos del 10 %, se esperaría un aumento en el tiempo de recuperación

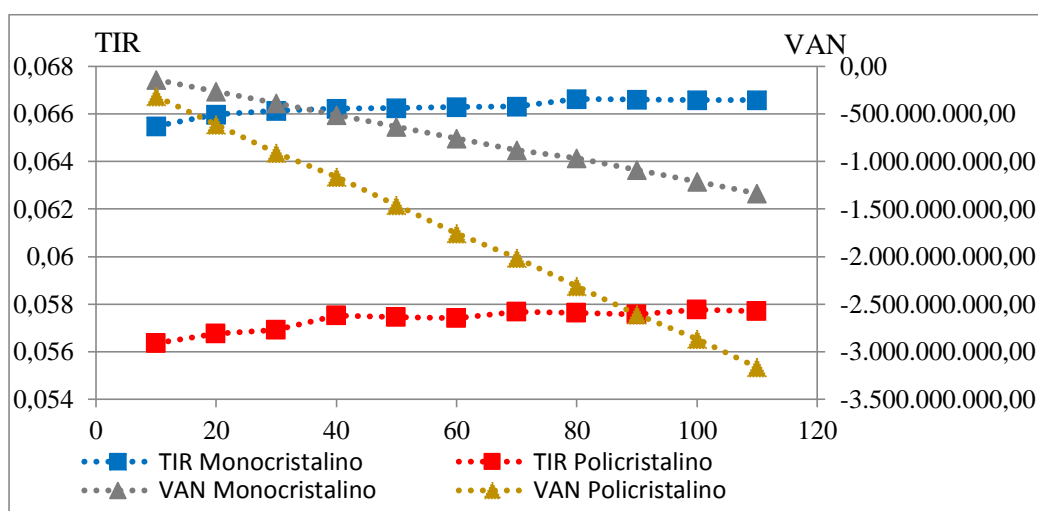
de la inversión, pues a menor potencia pico instalada aumentan los costos de los equipos, debido a que la compra de estos equipos ya se tendría que hacer con distribuidores y no directamente con los productores,

3.3.2.4. Viabilidad del proyecto puro con tecnología monocristalina y policristalina. Para todos los escenarios de la Tabla 15, el VAN es negativo, lo que indica la baja rentabilidad del proyecto puro, para las condiciones establecidas en la Tabla 9. La TIR se ajusta a una tasa de descuento máxima de aproximadamente el 6,6 % para sistemas FV On-grid con tecnología monocristalina, y un 5,7 % para tecnología Policristalina, valores que están por debajo de la tasa de descuento establecida en 7,36 %. La Gráfica 18 muestra el comportamiento de estos dos indicadores.

Tabla 15. VAN y TIR del Proyecto Puro según su porcentaje de integración y su tecnología FV.

% de integración	VAN Monocristalino	VAN Policristalino	TIR Monocristalino	TIR Policristalino
10	-141249153,7	-314029733,8	0,0654832421	0,05635725
20	-264497583,8	-611729479,8	0,0659725916	0,05675355
30	-387746013,9	-907943848,8	0,0661364983	0,05691035
40	-510994444	-1164531148	0,0662186007	0,05751861
50	-635913609,8	-1460745517	0,0662495993	0,05745994
60	-759162040	-1758445263	0,0662855361	0,05740867
70	-882410470,1	-2015032563	0,0663112170	0,05768562
80	-964546453,6	-2311246932	0,0666229165	0,05762805
90	-1087794884	-2608946678	0,0666054318	0,05757516
100	-1212714050	-2864048600	0,0665822543	0,05775982
110	-1335962480	-3161748346	0,0665716441	0,05770454

Nota: Elaboración propia.



Gráfica 18: VAN y TIR del proyecto puro según el porcentaje de integración y la tecnología FV.

Elaboración Propia.

Este valor se da porque los créditos siempre tienden a mejorar el VAN de los proyectos, esto tiene que ver con muchos factores, entre ellos las tasas de interés de los préstamos que suele ser menor al costo de oportunidad del inversionista por correr menos riesgos.

En lo que respecta al tiempo de recuperación de la inversión, al ser el VAN negativo para los 25 años, indica que la recuperación de la inversión es superior a este periodo de tiempo, por tanto podemos concluir que la recuperación es superior a la vida tecnológica de la planta FV, lo que implica el rechazo total del proyecto a menos que se mire desde otra perspectiva como la ambiental.

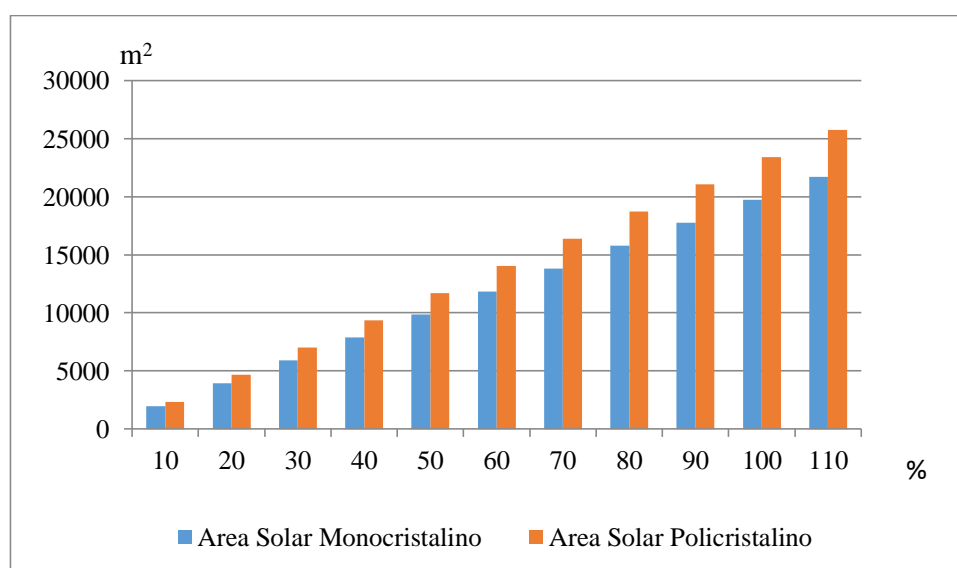
3.3.2.5. Ganancias y pérdidas para proyectos puros y financiados. Ambos escenarios para los proyectos financiados son positivos, el saldo positivo del VAN, nos permite calcular las ganancias económicas que se puede obtener por cada kWh producido durante los 25 años de vida útil estimada del proyecto; caso contrario ocurre para el estudio de viabilidad del proyecto puro, donde se generan pérdidas, como se observa en la Tabla 16.

Tabla 16. Ganancia y pérdidas promedio por kWh para todos los escenarios.

Proyecto Financiado		Proyecto Puro	
Ganancia COP/kWh Monocristalino	Ganancia COP/kWh Policristalino	Perdidas COP/kWh Monocristalino	Perdidas COP/kWh Policristalino
\$41	\$29	-\$11,7	-\$27,2

Nota: elaboración propia

La Gráfica 19 muestra el comportamiento lineal del área bruta necesaria para la instalación FV, y nos permite ver el rango de valores para el área requerida para la implementación del sistema según el porcentaje de integración energética, donde el área requerida para la implementación del sistema FV con los parámetros establecidos, con paneles solares monocristalinos medirá alrededor de 19737,3 m², mientras el área del sistema con módulos FV policristalinos es alrededor de 23392,3 m².



Gráfica 19: Área de Producción FV bruta para paneles monocristalinos y policristalinos según su porcentaje de integración. Elaboración propia

Al observar el plano de la Universidad de Córdoba y hacer un recorrido por el campus universitario, se pudo estimar que la universidad cuenta con aproximadamente más de 200.000 m² de zonas libres de construcción (Anexo H). Lo cual es mucho más del área bruta requerida para la instalación de los paneles solares.

3.3.2.6. Reducción del CO₂ por la implementación del sistema FV On-grid en la Universidad de Córdoba. La implementación de un sistema FV On-grid traerá no solo beneficios económicos a la Universidad de Córdoba, además generará un impacto ambiental significativo. Como muestra a continuación la Tabla 17, si se instalara el 100 % estimado, se dejará de emitir más de 100 Toneladas de CO₂, emitidas por la producción energética de las plantas que tienen como principal combustible el carbón mineral, cerca de 90 toneladas si se produjera la energía por plantas de combustibles líquidos y más de 40 toneladas si se produjera energía por plantas de gas natural.

Tabla 17. CO₂ producido según la tecnología de generación.

% de integración	10	50	100	110
Energía FV Producida (MWh/25 años)	10,79	53,96	107,93	118,72
Planta FV (TON CO ₂ /25 años)	0,54	2,70	5,40	5,94
Planta de gas natural (TON CO ₂ /25 años)	4,86	24,28	48,57	53,42
Planta de combustible líquido (TON CO ₂ /25 años)	9,17	45,87	91,74	100,91
Planta de carbón mineral (TON CO ₂ /25 años)	10,79	53,96	107,93	118,72

Nota: Elaboración propia.

4. Conclusiones

Los sistemas Fotovoltaicos presentan un alto crecimiento mundial, debido a que son alternativas limpias con el medio ambiente y no depende de recursos no renovables. Colombia pertenece al cinturón solar y sus niveles de irradiancia son altos en comparación a países como Alemania que basan su producción eléctrica en los sistemas de producción FV; la irradiancia promedio para la ciudad de Montería es de $440,3 \text{ W/m}^2$, esto implica una irradiación promedio diaria de $5,285 \text{ kWh/m}^2/\text{día}$ y una irradiación promedio anual de $1928,878 \text{ kWh/m}^2/\text{año}$, lo que convierte la y para el caso la Universidad de Córdoba, en una de las zonas potenciales para la generación de energía solar FV.

Bajo las condiciones climáticas de la ciudad de Montería, se determinó una función de eficiencia para la tecnología monocristalina y policristalina, donde se calculó una potencia de aprovechamiento promedio de $47,54 \text{ W/m}^2$ y $56,51 \text{ W/m}^2$ respectivamente.

En este estudio además podemos concluir que desde el punto de vista tecnológico y económico la tecnología monocristalina es superior a la policristalina, pues obtuvo bajo las mismas condiciones una eficiencia en campo de $12,8 \%$ en comparación al $10,8 \%$ del panel policristalino. Esto impacta directamente el costo de inversión del proyecto haciendo más costosos la implementación FV On-grid con paneles policristalinos, pues a menor eficiencia mayor necesidad de paneles y esto a su vez implica mayor potencia pico instalada, la cual es directamente proporcional a los costos de las demás tecnologías necesitadas en la implementación de sistemas On-grid (inversores, cables, mantenimiento, entre otros). También hay que destacar que a mayor eficiencia y menor potencia pico, se logra reducir el Área necesaria en las instalaciones FV, lo que es útil en proyectos donde el área es un inconveniente o

prioridad en la aceptación del proyecto. Aunque los paneles monocristalinos son más costosos, actualmente la relación costo-eficiencia permite que en Colombia se puedan construir sistemas FV monocristalinos más económicos como queda demostrado para este caso particular.

En lo que respecta a la viabilidad de los proyectos financiados bajo las condiciones preestablecida, queda demostrada tanto por la VAN como la TIR para ambas tecnologías bajo cualquier porcentaje de integración, generando ganancias de \$41 COP/kWh por tecnología monocristalina y de \$29 COP/kWh por implementación policristalina; los proyectos puros no son rentables a menos que la tasa de descuento del proyecto sea menor a la TIR calculada, que tiene un valor de 5,6 % y 6,5% para sistemas FV On-grid policristalino y monocristalino respectivamente, por ende solo genera pérdidas. El tiempo de recuperación de la inversión para el proyecto financiado monocristalino es de 13 años y 14 años para el proyecto financiado implementando paneles policristalino, pero este tiempo se puede reducir bajo los beneficios de la ley 1715. El tiempo de recuperación para ambos casos del proyecto puro es superior a los 25 años lo que hace inviable desde este punto de vista su implementación.

La ley 1715 permitirá aumentar las ganancias en el actual proyecto, pues permite la exclusión del IVA (16 %) en el costo del proyecto por compra de insumos necesarios en el sistema On-grid, además de la exención de aranceles, y depreciación acelerada. Este tipo de proyectos son promovidos por la ley, lo que facilitara su financiación. Por último se pudo notar que la Universidad de Córdoba instalando el 100% recomendado, sería capaz de producir en los meses de vacaciones hasta más de 100000 kWh de energía eléctrica FV excedente, que podría ser reconocido como créditos de energía, que reducirían el tiempo de recuperación de la inversión, además

de poder ser negociados como pagos por la energía consumida de las otras sedes de la Universidad de Córdoba.

5. Recomendaciones

Con el fin de disminuir los costos de instalación de un sistema FV On-grid y el área de instalación se recomienda instalar paneles con las eficiencias más altas del mercado.

Para el caso particular desde el punto de vista económico y tecnológico se recomienda el uso de tecnología monocristalina, debido a que presentan mayor eficiencia. Producen energía eléctrica bajo radiación directa y difusa a diferencia de los policristalinos que trabajan bajo radiación directa, además la relación costo-eficiencia es más rentable para la tecnología monocristalina.

Se deben usar paneles e inversores de marcas Europeas o Norteamericanas reconocidas, que generen confiabilidad y respaldo del producto adquirido.

En lo que respecta al porcentaje de integración, no es recomendable instalar una planta FV que genere excedentes a la red, hasta que se reglamente una forma de pago de estos excedentes, ya sean como créditos de energía o remuneración económica.

En caso de acceder a instalar cualquier porcentaje de integración estudiado, se recomienda comprar una unidad de cada panel seleccionado por la empresa contratada y hacer un estudio previo de eficiencias en campo, y elegir el de mayor eficiencia. Actualmente hay empresas que ofrecen tecnologías policristalinas (más económicas en comparación a la monocristalina) con eficiencias bastantes cercanas a la monocristalina.

6. Bibliografía

- Aguirre, J. A. (1981). *Introducción a la Evaluación Económica Y Financiera de Inversiones Agropecuarias*. San José, Costa Rica: Instituto Interamericano de Cooperación Para la Agricultura.
- Ancona, M. A., Bianchi, M., De Pascale, A., Melino, F., Paretto, A., & Branchini, L. (2016). *Thermo-Economic Analysis of a Photovoltaic-Fuel Cell Hybrid System With Energy Storage for CHP Production in Household Sector*. ASME, 2016-56461, pp. V003T20A005.
- Argumedo, E. S. (2009). *Estudio técnico-económico de una instalación solar fotovoltaica conectada a red de 5kw* (Tesis de pregrado). Universidad Carlos III de Madrid, Leganes.
- Avelino Pérez, P. (2001). *Transformadores de distribución: Teoría, cálculo, construcción y pruebas*. (2 ed.), Mexico, D.F: Reverté, S.A.
- Beltrán, J. (2007). *Prototipo fotovoltaico con seguimiento del Sol para procesos electroquímicos*. (Tesis de Maestría en Ciencias). Centro Nacional de Investigación y Desarrollo Tecnológico Coordinación de Mecatrónica, Cuernavaca.
- C.I Recyclable S.A.S. (2016). *Energía Solar*. Recuperado de <http://www.recyclables.com.co/recyclables/energia-solar/>, [Último acceso: 27 de octubre de 2016]
- Cilveti, I. P. (2010). *Proceso de creación de una planta solar fotovoltaica conectada a red* (Tesis de pregrado). Universidad politécnica de Catalunya, Barcelona, España
- Congreso de Colombia. (2014). Integración de las energías renovables no convencionales al Sistema Energético Nacional. Ley 1715 de 2014. DO: 49.150.
- Devore, J. L. (2008). *Probabilidad y estadística para ingeniería y ciencias*. (7aa ed): Cengage.
- Eldin, S. S., Abd-Elhady, M., & Kandil, H. (2015). *Feasibility of solar tracking systems for PV panels in hot and cold regions*. alexandria: Renewable Energy, 85, pp. 228-233.
- Escuela de Administración de la Universidad del Rosario. (2013). *Inferencia estadística Módulo de regresión lineal simple* (No. 147). Bogotá: Universidad del Rosario.
- ETESA. (2010). *ETESA: empresa de transmisión eléctrica, S.A*. Recuperado de http://www.hidromet.com.pa/brillo_solar.php. [Último acceso: 10 Noviembre 2016].
- Fathabadi, H. (2016). *Novel high accurate sensorless dual-axis solar tracking system controlled by maximum power point tracking unit of photovoltaic systems*. Applied Energy, 173, pp. 448–459.
- Figueira, M. (Marzo de 2011). *Eumed.net: Modelos de costos*. Recuperado de <http://www.eumed.net/cursecon/ecolat/ar/>, [Último acceso: 6 de Noviembre de 2016]
- Fundacion Socya. (2016). *Socya en los medios (El Colombiano): Paneles solares, tecnología que avanza en Medellín*. Recuperado de <http://socya.co/portal/socya-en-los-medios-el-colombiano-paneles-solares-tecnologia-que-avanza-en-medellin/>, [Último acceso: 27 de octubre de 2016]

- Goto, M., & Tsutsui, M. (2008). *Technical efficiency and impacts of deregulation: An analysis of three functions in U.S. electric power utilities during the period from 1992 through 2000*. *Energy Economics*, 30, pp. 15-38.
- Kerekes, T., Koutroulis, E., Séra, D., Teodorescu, R., & Katsanevakis, M. (2013). *An Optimization Method for Designing Large PV Plants*. *IEEE*, 3(2), pp. 814 - 822.
- Kirby, J., O'Keefe, P., & Timberlake, L. (1995). *The Earthscan reader in Sustainable Development*, Londres, Inglaterra: Earthscan Publications Limited.
- Lee, K. K. (2008). *Technical and Economic Feasibility of a 5 MW Solar Photovoltaic (PV) Power Plant on Kauai, Hawaii*. *ASME*, 2008-60050, pp. 625-630
- Mapa del Mundo. (2002). *Mapa de Latitud y Longitud de Colombia*. Recuperado de <http://espanol.mapsofworld.com/continentes/sur-america/colombia/latitud-y-longitud-de-colombia.html>, [Último acceso: 27 de octubre de 2016]
- Muneer, W., Bhattacharya, K., & Cañizares, C. (2011). *Large-scale Solar PV Investment Models, Tools and Analysis: The Ontario Case*. *IEEE*, 26(4), pp. 2547 – 2555.
- NREL. (2013). *Life Cycle Assessment Harmonization Results and Findings. Energy Analysis*. . Recuperado de http://www.nrel.gov/analysis/sustain_lca_results.html. [Último acceso: 16 de agosto de 2016]
- Nordahl, S. H. (2012). *Design of Roof PV Installation in Oslo* (Tesis de maestría). Norwegian University of Science and Technology, Trondheim.
- Palau, A., & Prieto, C. (2009). Hidroeléctricidad, embalses y cambio climático. *ICYT.Ingeniería del agua.VOL16*, 314.
- Peters, M., Schmidt, T., Wiederkehr, D., & Schneider, M. (2011). *Shedding light on solar technologies'A technoeconomic assessment and its policy implications*. *Energy Policy*, 39 (10), pp. 6422–6439.
- Rabl, A. (1985). *Active Solar Collectors and Their Applications*, New York, EEUU: Oxford University Pres.
- REN21. (2016). *Energías renovables 2016 reporte de la situación mundial*. REN21 Secretariat.
- Rufes Martínez, P. (2010). *Energía Solar Térmica: Técnicas para su aprovechamiento*, Barcelona, España: Marcombo, S.A.
- Safarian, S., Khodaparast, P., & Kateb, M. (2013). *Modeling and Technical-Economic Optimization of Electricity Supply Network by Three Photovoltaic Systems*. *ASME. J. Sol. Energy Eng*, 136(2), pp. 024501-024501-5.
- Sanchez, V., Delreal, G., Plazas, C., & Pérez, G. (2015). *Economic feasibility of the corn-pasture association in the establishment of a silvopastoral system in the plain foothills of Colombia*. *Pastos Y Forrajes* .
- SMA. (2012). *Sunny Family 2012*. [Figura].
- Solartec. (2012). *Fundamentos*. [Gráfico]. Recuperado de <http://www.solartec.com.ar/fundamentos.html>, [Último acceso: 7 de Noviembre de 2016]
- Stavy, M. (2002). *A Financial Worksheet for Computing the Cost (¢/kWh) of Solar Electricity Generated at Grid Connected Photovoltaic (PV) Generating Plants*. *J. Sol. Energy Eng*, 124 (3), pp. 319-321.
- Talavera, D. L., Nofuentes, G., De La Casa, J., & Aguilera, J. (2012). *Sensitivity Analysis on Some Profitability Indices for Photovoltaic Grid-Connected*

- Systems on Buildings: The Case of Two Top Photovoltaic European Areas*. ASME. J. Sol. Energy Eng, 135(1), pp. 011003-011003-11.
- UPME. (2012). *Balances energéticos nacionales hasta el año 2012*.
- UPME. (2015). *Estudio de generación eléctrica bajo escenario de cambio climático*.
- UPME. (2015). *Integración de las energías renovables no convencionales en Colombia*. La Imprenta Editores S.A.
- UPME-IDEAM. (2015). *Atlas de radiación solar de colombia*.
- Uribe, R. (2011). *Costos para la toma de decisiones*. (1a. ed.) McGraw-Hill Interamericana.
- XM. (2014). *Capacidad Efectiva por tipo de Generadores*. Recuperado de <http://paratec.xm.com.co/paratec/SitePages/generacion.aspx?q=capacidad>. [Último acceso: 16 de Agosto de 2016]

Anexos

Anexo A

Valores medidos en campo de voltaje de circuito abierto y corriente de corto circuito en campo, de las dos tecnologías.

Tabla A1: Valores de corriente y voltaje.

POLICRISTALINO					MONOCRISTALINO				
tiempo	voltaje(V)	corriente(A)	voltaje(V)	corriente(A)	tiempo	voltaje	corriente(A)	voltaje	corriente(A)
Día 1					Día 4 (continuación)				
1:25	39,2	0,96	40,4	1,26	10:35	38,7	2,98	39,2	2,8
1:30	39,2	1,06	40,4	1,29	10:45	38,12	2,85	39,1	3,13
1:35	39,2	1,08	40,4	1,32	10:50	38,8	3,06	39,4	3,45
1:40	39,2	1,11	40,4	1,34	11:05	38	2,14	38,7	2,2
1:45	39,2	1,13	40,4	1,38	11:25	37,1	2,1	38,3	2,16
1:50	39,2	1,15	40,4	1,45	11:35	38,6	3,91	39,4	3,63
1:55	39,2	1,2	40,4	1,52	11:40	38,8	3,42	39,6	3,45
2:00	39,3	1,27	40,4	1,57	11:45	39	3,42	39,7	3,57
2:05	39,3	1,33	40,4	1,62	11:50	38,2	2,58	39,4	2,89
2:10	39,3	1,35	40,4	1,64	11:55	39,5	4,08	40,3	4,13
2:15	39,3	1,35	40,4	1,66	12:10	37,8	2,62	38,9	2,76
2:20	39,3	1,4	40,4	1,68	12:15	38,3	3,04	39,2	2,73
2:25	39,3	1,43	40,4	1,7	12:25	38,1	2,87	40	2,67
2:30	39,3	1,46	40,3	1,73	12:30	38,9	3,66	39,8	3,41
2:35	39,2	1,46	40,4	1,75	12:40	38,5	2,96	39,4	2,87
2:40	39,3	1,5	40,4	1,79	12:45	38,9	3,39	40,02	3,11
2:45	39,2	1,56	40,4	1,86	12:50	38,8	3,36	39,6	3,32
2:50	39,4	1,66	40,3	1,92	12:55	38,8	3,08	39,8	3,04
2:55	39,2	1,64	40,2	1,91	1:00	38,9	3,09	39,7	3,08
3:00	39,2	1,58	40,2	1,84	1:05	38,7	3,12	39,9	3,07
3:05	39,1	1,49	40,2	1,78	1:10	39,4	3,08	39,9	2,92
3:10	39	1,39	40,1	1,68	1:20	37,9	2,53	39	2,52
3:15	39	1,34	40,2	1,64	1:45	38	3,56	39	3,74
3:20	39	1,3	40,3	1,68	Día 5				
3:25	38,9	1,25	40,3	1,77	tiempo	voltaje(V)	corriente(A)	voltaje	corriente(A)
3:30	39,4	1,63	40,3	1,79	12:45	35,56	1,61	36,7	1,33
3:35	39,4	1,76	40,4	1,93	1:05	35,65	1,48	37,4	1,43
3:40	39,5	1,85	40,2	1,89	1:10	37,2	1,62	38,6	1,63
3:45	39,2	1,74	40,1	1,7	1:30	35,23	1,36	37,2	1,58
3:50	38,7	1,33	39,8	1,35	1:35	36	1,29	37,7	1,3
3:55	38,6	1,2	39,7	1,22					
4:00	38,5	1,1	39,7	1,15					

Valores medidos en campo de voltaje de circuito abierto y corriente de corto circuito en campo, de las dos tecnologías.

Tabla A1: Valores de corriente y voltaje. (Continuación)

Día 2					Día 6				
tiempo	voltaje	corriente(A)	voltaje	corriente(A)	tiempo	voltaje(V)	corriente(A)	voltaje	corriente(A)
10:30	37,5	1,5	38,1	1,76	11:15	38,9	3,87	40	3,7
10:35	38,1	2,23	38,9	2,35	11:25	37,9	2,42	39	2,43
10:40	39,1	3,18	39,2	2,3	11:30	37,8	2,07	39,2	1,98
10:50	37,8	1,77	38,6	2,05	11:35	38	1,84	39,3	1,81
11:05	38,5	2,58	39,4	2,87	11:40	38,3	1,75	39,6	1,69
11:10	39,1	3,35	39,4	2,89	11:45	38,5	1,72	39,9	1,68
11:15	38,1	2,32	39,4	3,2	11:50	38,6	1,7	39,9	1,63
11:20	37,9	3,8	39,2	3	11:55	38,8	1,67	39,9	1,63
12:30	37,1	1,14	38,3	1,25	12:00	38,8	1,68	39,9	1,62
1:50	37,5	1,27	38,7	1,39	12:05	38,8	1,64	39,9	1,62
1:55	38,4	1,51	39,6	1,62	12:10	38,8	1,65	39,9	1,62
Día 3					12:15	39	1,65	40	1,62
tiempo	voltaje(V)	corriente(A)	voltaje	corriente(A)	12:20	39,3	1,82	40,2	1,81
12:45	37,7	2,15	39,2	1,68	12:25	39,5	2,14	40,3	2,15
12:50	36,36	1,62	38	1,82	12:30	39,5	2,24	40,2	2,18
1:05	37,29	3,27	38,4	3,23	12:35	39,2	2,12	40,2	2,07
1:10	37,27	2,21	38,12	2,07	12:40	39,1	2,14	40,2	2,09
1:15	37,5	2,14	39	2,18	12:45	39	2,06	40,1	2,06
1:25	38	2,56	39	2,52	12:50	39,1	2,18	40,2	2,23
1:30	37,8	2,13	39,1	2,2	12:55	39,1	2,4	40,3	2,39
1:35	38	2,15	39,5	2,39	1:00	39	2,27	40,1	2,32
1:50	37,03	2	38,2	2,07	1:05	39	2,33	40,3	2,39
1:55	37,27	1,8	38,4	1,88	1:20	38,2	4,88	39,4	4,7
2:00	38	2,02	39,1	2,1	1:25	38	5,21	39,2	5
Día 4					1:30	35,81	1,9	37,6	1,86
10:15	38,1	2,12	39,1	2,22	1:35	38,4	4,8	39,7	4,55
10:20	39,6	2,7	38,9	2,9	1:40	39	5,15	40	4,92
10:25	39	2,87	39,5	2,69	1:50	36,8	2,32	38,2	2,41
10:30	39,1	3,04	39,5	2,58	1:55	38,4	4,58	39,4	4,43
					2:00	38,3	4,4	39,1	4,29

Nota: Elaboración propia

Anexo B

Facturas de cobro de Electricaribe a la Universidad de Córdoba

ELECTRICARIBE

FORMATO 1: DETALLE DE PRESENTE FACTURA

INFORMACIÓN DEL CLIENTE									
CLIENTE:	UNIVERSIDAD DE CORDOBA								
Nit o C.C.:	8910800313								
NIC Cliente:	4900298								

CONSUMOS	G=GENERACIÓN <small>Liquidación de Energía</small>				CO=COMERCIALIZACIÓN				P=PÉRDIDAS RECONOCIDAS	
Consumo Energía Activa Nivel de Tensión	Contratada				Contratada a precio fijo				Tarifa	Total
13.2 KV	100									
367,052	Energía contratada kWh-Mes	Precio contrato actualizado con IFT	Subtotal en pesos	Total a Pagar Generación (G)	Rinde contratos kWh-Mes	Precio contrato actualizado con IFT	Subtotal en pesos	Total a Pagar comercialización (CO)		
	367,052	146,57	53,801,170	53,801,170	367,052	6.18	2,269,717	2,269,717	9.55	3,505,850

T=TRANSPORTE NACIONAL				D=TRANSPORTE REGIONAL			
FRANJA HORARIA	Consumo kWh-Mes	Valor del Peaje \$KWh	Subtotal a pagar \$	FRANJA HORARIA	Consumo kWh-Mes	Valor del Peaje \$KWh	Subtotal a pagar \$
Máxima	113,794	24.68	2,808,115	Máxima	24,133	68.02	1,641,603
Media	228,630	21.83	4,991,495	Media	342,919	68.02	23,326,307
Mínima	24,628	17.82	438,966	Mínima	367,052	68.02	24,967,910
Total Transporte Nacional	367,052	22.45	8,238,576	Total Transporte Regional			

O=OTROS CARGOS REGULADOS				CONTRIBUCIÓN		R=COBRO ENERGÍA REACTIVA	
DESCRIPCIÓN	Consumo energía generación kWh	Valor \$/kWh (semanario cargo)	Subtotal a pagar \$	\$ de Ley	20.00	Energía Activa kWh	Energía Reactiva kWh
Restricciones	367,052	7.03	2,583,799	G=CO+T+D+O	0	Tarifa por kWh	68
Total Otros Cargos Reg.			2,583,799	Total	0	Total a pagar por Energía Reactiva:	17,349

REGISTRO HISTÓRICO							
	PROMEDIO últimos 6 meses	2014-05	2014-06	2014-07	2014-08	2014-09	2014-10
Energía Activa kWh/mes	346,092	406,189	285,048	251,149	352,856	414,255	367,052
Energía Reactiva kWh/mes	159,478	184,340	137,818	129,873	160,617	180,576	163,644
Demanda Máxima kW	1,405	1,446	1,509	1,109	1,390	1,511	1,463
Factor de Potencia	0.91						
Factor de Carga	0.000						
Tarifa Promedio sin contribución	259.82						
Tarifa Promedio (\$/kWh)	259.82						
IPP de Referencia	120.67						

EXENCIÓN IMPUESTO CONTRIBUCIÓN

Les recordamos a nuestros clientes industriales que actualmente están gozando de la exención del pago de contribución por solidaridad, para mantener este beneficio es necesario el aporte semestral de la copia del RUT, con una fecha de generación del documento (reportada en el RUT) no mayor a 30 días.

El no cumplir con este requisito es causal para la pérdida de este beneficio, hasta tanto se cumpla con la reglamentación vigente (Resolución 4955 2011 -Ministerio de Hacienda).

Canales de contacto

Oficina Telefónica
01 8000 913737
24 horas de lunes a domingo y festivos

Te invitamos a ponerte en contacto con nosotros a través de los siguientes canales:

- Nuestro **CENTRO DE SERVICIO AL CLIENTE**, una oficina telefónica a tu disposición las **24 horas de lunes a domingo y festivos**.
- Nuestros ejecutivos de venta, un equipo de profesionales dispuestos a ofrecerte los mejores planes y servicios para tu negocio.
- Nuestra página Web: www.energiaempresarial.com.co www.electricaribe.com donde encontrarás información útil y actualizada acerca de nuestros proyectos y procesos.

En caso de no tener respuesta con los canales antes mencionados favor comunicarte con:
Dirección de ventas:
William Coronel 3114351605
Gerencia comercial:
María Maritza Quiñonez 3114351678

www.energiaempresarial.com.co • www.electricaribe.com

I am Sorry !!!!!

Impreso por: 80788 2-4, P&L 3/10/2010 / www.elfinanciero.net

Figura A1: Factura de cobro octubre 2014 e historial de (mayo-octubre 2014).
Fuente: Electricaribe, 2015

ELECTRICARIBE

FORMATO 1: DETALLE DE PRESENTE FACTURA

INFORMACIÓN DEL CLIENTE

CLIENTE: UNIVERSIDAD DE CORDOBA
Nro C.C.: 8910800313
NIC Cliente: 4900298

CONSUMOS	G=GENERACIÓN Liquidación de Energía			CO=COMERCIALIZACIÓN	P=PÉRDIDAS RECONOCIDAS	
Consumo Energía Activa Nivel de Tensión	Contratada			Contratada a precio fijo	Total a Pagar comercialización (CO)	
13.2 KV	100				Tarifa	Total
400,519	Energía contratada kWh-Mes	Precio contrato actualizado con IPP	Subtotal en pesos	Energía contratada kWh-Mes		
	400,519	152.05	60,900,900	400,519	10.97	4,393,790
			60,900,900			4,393,790

T=TRANSPORTE NACIONAL				D=TRANSPORTE REGIONAL			
FRANJA HORARIA	Consumo kWh-Mes	Valor del Precio \$/kWh	Subtotal a pagar \$	FRANJA HORARIA	Consumo kWh-Mes	Valor del Precio \$/kWh	Subtotal a pagar \$
Máxima	124,352	25.99	3,231,561	Máxima	26,815	70.98	1,903,325
Media	249,305	23.15	5,772,237	Media	373,704	70.98	26,525,489
Mínima	26,862	19.55	525,232	Mínima	400,519	70.98	28,428,814
Total Transporte Nacional	400,519	23.79	9,529,030	Total Transporte Regional			

O=OTROS CARGOS REGULADOS				CONTRIBUCIÓN	R=COBRO ENERGÍA REACTIVA		
DESCRIPCIÓN	Consumo promedio generación kWh	Valor \$/kWh (Subsidio a Cargo)	Subtotal a pagar \$	% de Ley	Energía Reactiva kWh	Energía Reactiva kWh	Reactiva kWh
Restricciones	400,519	6.52	2,612,615	20.00			
				G=CO+HT+D+D			
					Total	400,519	132,826
					Tarifa por kilovoltio		71
Total Otros Cargos Reg.			2,612,615	Total			23,355.95

REGISTRO HISTÓRICO							
	PROMEDIO Últimos 6 meses	2015-05	2015-06	2015-07	2015-08	2015-09	2015-10
Energía Activa kWh/mes	366,260	359,764	392,736	260,829	350,483	433,231	400,519
Energía Reactiva kWh	121,191	129,718	125,511	86,727	115,720	136,645	132,826
Demanda Máxima kW	1,497	1,455	1,556	1,465	1,493	1,534	1,478
Factor de Potencia	0.95						
Factor de Carga	0.000						
Tarifa Promedio sin contribución	273.88						
Tarifa Promedio (\$/kWh)	273.88						
IPP de Referencia	106.94						



I am Sorry I'm

Figura A3: Factura de cobro octubre 2015 e historial de (mayo-octubre 2015). Fuente: (Electricaribe, 2015)

FORMATO 1: DETALLE DE PRESENTE FACTURA

INFORMACIÓN DEL CLIENTE

CLIENTE: UNIVERSIDAD DE CORDOBA

NitroCC: 8910800313

NIC Client: 4900298

CONSUMOS		G=GENERACIÓN Liquidación de Energía			CO-COMERCIALIZACIÓN			P=PÉRDIDAS RECONOCIDAS	
Consumo Energía Activa Nivel de Tensión		Contratada:		Total a Pagar Generación (G)	Contratada a precio fijo		Total a Pagar comercialización (CO)	Tarifa	Total
13.2 KV		100							
	Energía consumida KWH - Mese	Precio contratado activo con PEP	Subtotal en precio		Energía consumida KWH - Mese	Precio contratado activo con PEP	Subtotal en precio		
369,694	369.694	160.15	59,208,151	59,208,151	369,694	8.91	3,295,656	3,295,656	10.26 3,791,582

T=TRANSPORTE NACIONAL				D=TRANSPORTE REGIONAL			
FRANJA HORARIA	Consumo kWh/Año	Valor del Pagaio \$/kWh	Subtotal a pagar \$	FRANJA HORARIA	Consumo kWh/Año	Valor del Pagaio \$/kWh	Subtotal a pagar \$
Máxima	109,828	29.82	3,275,082	Máxima	22,633	72.82	1,646,020
Media	232,978	26.67	6,213,418	Media	347,062	72.82	25,271,787
Mínima	26,888	23.21	624,008	Mínima	369,695	72.82	26,919,807
Total Transporte Nacional	369,695	27.35	10,112,508	Total Transporte Regional			

O= OTROS CARGOS REGULADOS				CONTRIBUCIÓN		R= COBRO ENERGÍA REACTIVA		
DESCRIPCIÓN	Consumo bonos generados (kW)	Valor \$/kWh (bonos generados)	Subtotal a pagar	% de Luz	20.00	Energía Activa (kWh)	Energía Reactiva (kWh)	Reactiva \$/kWh Costo
Restricciones	369,694	14.01	5,180,141	G=O+P+T+D+O	0	Total: 369,694	111,888	125
						Tarifa por kilovatio:		73
Total Otros Cargos Reg.			5,180,141	Total:	0	Total a pagar por Energía Reactiva:		9,075.47

	PROMEDIO Glorios 3 meses	2015-09	2015-10	2015-11	2015-12	2016-01	2016-02
Energía Activa kWh/mes	340.022	433,231	400,519	358,954	272,564	205,170	369,694
Energía Reactiva kWh/mes	109,877	136,645	132,826	115,686	91,383	70,834	111,888
Demanda Máxima kW	1,364	1,534	1,478	1,409	1,362	903	1,500
Factor de Potencia	0.96						
Factor de Carga	0.000						
Tarifa Promedio sin contribución	293.51						
Tarifa Promedio (\$/kWh)	293.51						
IPP de Referencia	111.68						



Figura A4: Factura de cobro Febrero 2016 e historial de (Septiembre 2015- Febrero 2016). Fuente: (Electricaribe, 2016)

Anexo C

Registro consolidado por meses y horas del día de la irradiancia en montería

Tabla C1: Irradiancia promedio de Montería.

Hora	Promedio de Radiación [W/m²]												
	ene	feb	mar	abr	may	jun	jul	ago	sep	oct	nov	dic	Total general
6 a. m.	114,489	108,618	137,139	106,594	72,034	53,945	40,512	33,823	43,531	34,397	30,592	45,541	58,467
7 a. m.	192,599	191,996	214,675	198,728	182,608	202,778	205,555	188,568	180,765	188,057	180,004	197,690	193,966
8 a. m.	379,058	371,253	371,397	369,320	320,919	391,812	376,006	406,211	344,985	399,946	329,976	380,180	370,956
9 a. m.	540,130	504,923	570,652	560,934	464,867	536,959	518,492	563,645	497,646	518,541	495,662	517,169	526,739
10 a. m.	641,546	668,701	715,308	684,309	541,126	668,712	639,798	701,563	559,286	625,758	583,557	652,834	640,395
11 a. m.	660,873	667,764	719,119	723,580	567,020	707,947	669,037	736,963	632,184	640,780	562,689	680,363	667,328
12 p. m.	689,839	754,336	722,359	705,311	610,275	726,793	671,185	706,638	681,598	633,587	464,345	669,738	669,225
1 p. m.	628,950	653,834	681,620	637,320	587,965	703,844	633,965	664,599	631,324	611,101	525,651	558,687	628,504
2 p. m.	589,896	463,346	673,791	563,198	550,038	642,212	504,291	589,884	533,452	475,007	394,088	483,914	551,391
3 p. m.	411,864	321,283	543,555	488,452	411,724	515,199	356,264	428,494	402,818	330,794	280,713	329,057	414,542
4 p. m.	233,380	276,641	326,813	357,189	280,887	330,555	241,044	262,719	223,454	156,822	92,633	170,284	250,777
5 p. m.	126,654	105,608	112,374	149,063	108,991	113,242	82,566	73,015	30,229	8,411	3,578	17,046	80,094
Total general	506,728	498,496	504,004	479,937	394,458	472,702	416,850	450,484	403,446	392,730	335,962	455,426	440,383

Nota: Obtenido de Piranómetro de laboratorio de energía renovable UPB-Montería

Anexo D

Eficiencias y potencias mensuales y anual de las 2 tecnologías

Tabla D1: Eficiencias y potencias mensuales
Nota: Elaboración Propia

Mes	Irradiancia promedio mensual(W/m ²)	Eficiencia policristalino (%)	Eficiencia monocristalino (%)	Potencia policristalino (W/m ²)	Potencia monocristalino (W/m ²)
Ene	506,7280209	11,15333852	12,98272934	56,51709153	65,78712746
Feb	498,4959358	11,10897433	12,96423004	55,37778553	64,62615984
Mar	504,0040426	11,13865851	12,97660796	56,13928916	65,40262874
Abr	479,9366987	11,00895526	12,92252335	52,83601643	62,01993195
May	394,4581477	10,54829596	12,73043424	41,60861286	50,21623509
Jun	472,7021976	10,96996723	12,90626583	51,85527617	61,00820222
Jul	416,8502102	10,66897082	12,78075413	44,47362727	53,27660045
Ago	450,4840886	10,85022984	12,85633685	48,87855901	57,9157519
Sep	403,4461367	10,59673385	12,75063223	42,75211334	51,44193313
Oct	392,7303076	10,53898432	12,7265514	41,38978553	49,98102446
Nov	335,9616874	10,23304801	12,59897982	34,37912076	42,32774522
Dic	455,4264342	10,87686503	12,86744339	49,53611856	58,6017386
promedio anual	440,383	10,80775181	12,83862405	47,97861635	56,82400583

Anexo E

Gráficas obtenidas del análisis estadístico

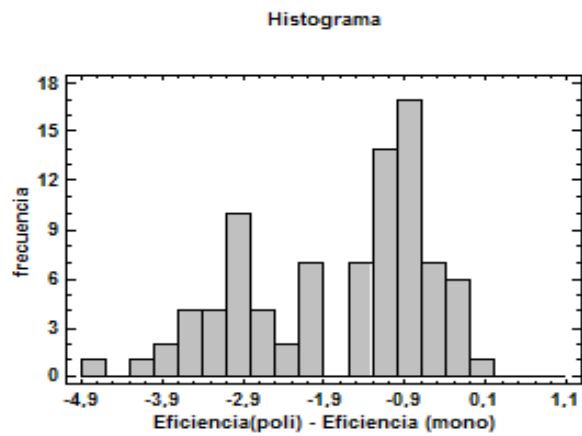


Gráfico E1: Histograma de frecuencia. Elaboración propia

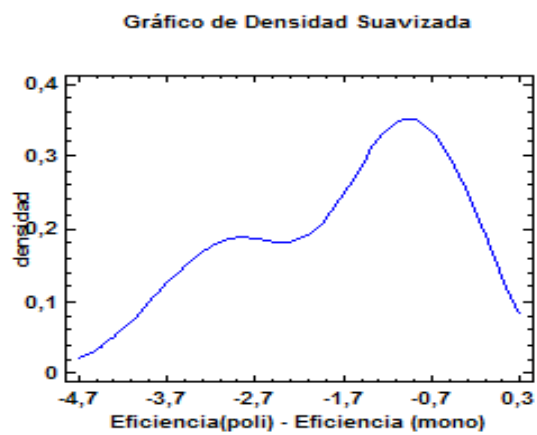
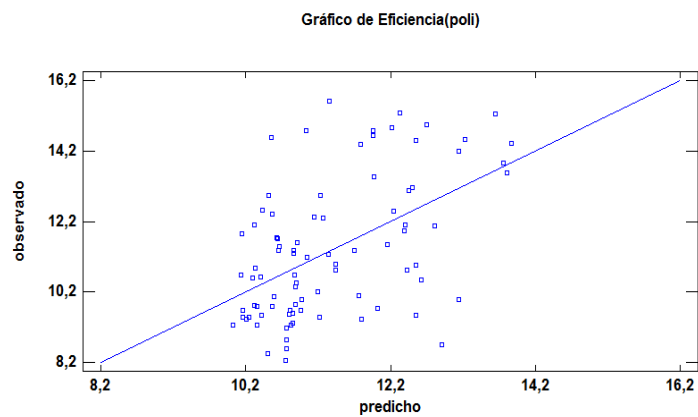
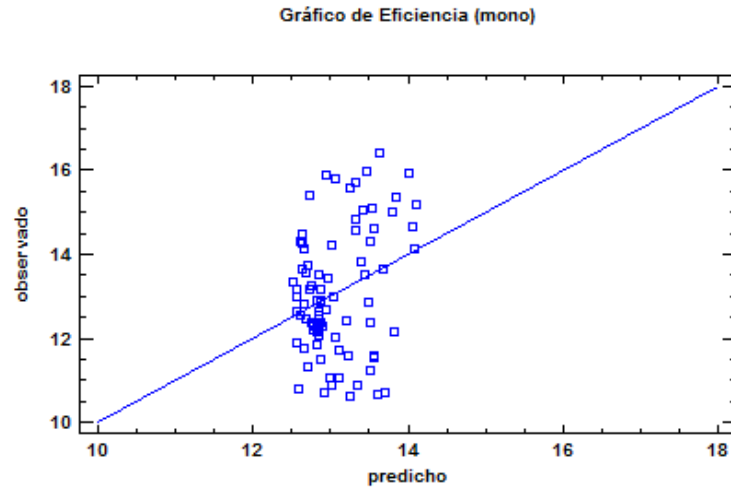


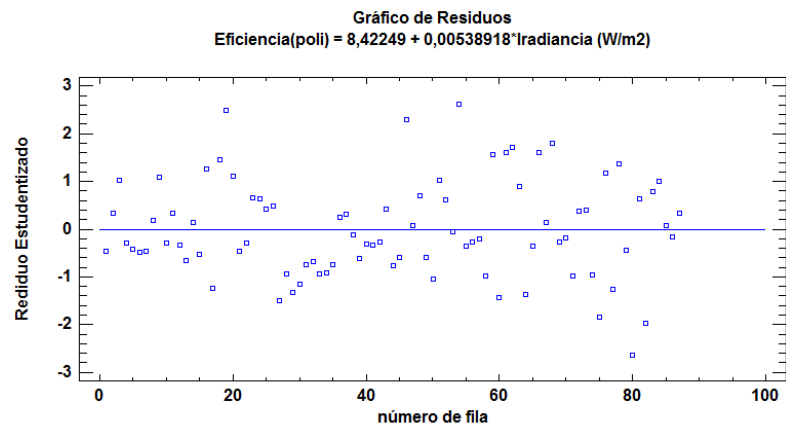
Gráfico E2: Diagrama de frecuencia suavizada. Elaboración propia



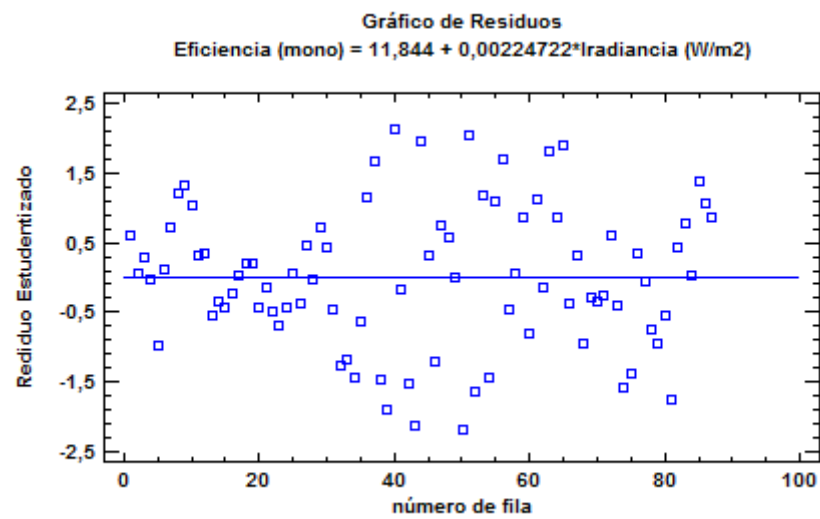
Gráfica E3: Gráfico de eficiencia de panel policristalino



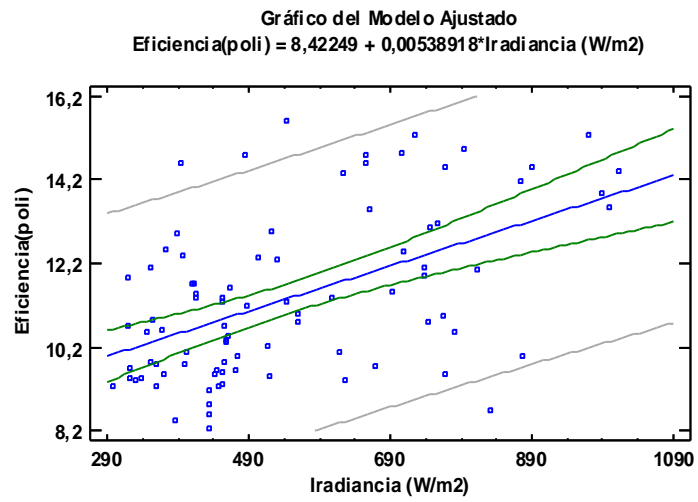
Gráfica E4: Gráfico de eficiencia de panel monocristalino



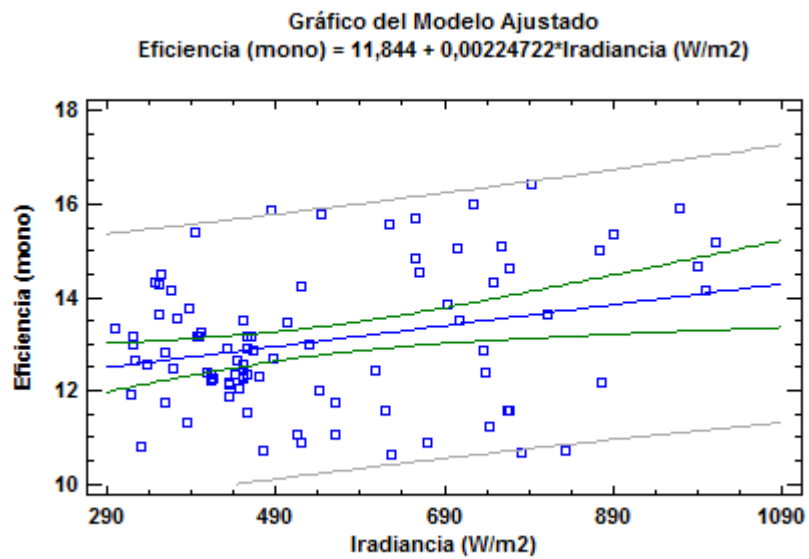
Gráfica E5: Gráfico de residuos de panel policristalino



Gráfica E6: Gráfico de residuos de panel monocristalino



Gráfica E7: Gráfico de modelo ajustado de panel policristalino



Gráfica E8: Gráfico de modelo ajustado de panel monocristalino

ANEXO F
Valores de eficiencias para las dos tecnologías medidas en campo

Tabla F1. Valores obtenidos empleando las mediciones en campo

Día	hora	Potencia (W)(poli)	Potencia (W)(mono)	Irradiancia (W/m2)	Eficiencia (poli)	Eficiencia (mono)
viernes 2 de septiembre	1:25	37,632	50,904	298,5865	9,28%	13,35%
	1:30	41,552	52,116	322,9502	9,47%	12,64%
	1:35	42,336	53,328	321,9163	9,68%	12,98%
	1:40	43,512	54,136	337,6427	9,49%	12,56%
	1:45	44,296	55,752	386,0263	8,45%	11,31%
	1:50	45,08	58,58	358,4942	9,26%	12,80%
	1:55	47,04	61,408	352,4141	9,83%	13,65%
	2:00	49,911	63,428	347,1062	10,58%	14,31%
	2:05	52,269	65,448	353,9193	10,87%	14,49%
	2:10	53,055	66,256	367,3072	10,63%	14,13%
	2:15	53,055	67,064	398,7583	9,79%	13,17%
	2:20	55,02	67,872	401,6882	10,08%	13,24%
	2:25	56,199	68,68	446,0631	9,27%	12,06%
	2:30	57,378	69,719	442,0205	9,56%	12,35%
	2:35	57,232	70,7	451,579	9,33%	12,26%
	2:40	58,95	72,316	451,595	9,61%	12,54%
	2:45	61,152	75,144	456,5695	9,86%	12,89%
	2:50	65,404	77,376	460,3076	10,46%	13,17%
	2:55	64,288	76,782	456,7202	10,36%	13,17%
	3:00	61,936	73,968	471,4519	9,67%	12,29%
	3:05	58,259	71,556	443,6027	9,67%	12,64%
	3:10	54,21	67,368	434,4995	9,18%	12,14%
	3:15	52,26	65,928	435,304	8,84%	11,86%
	3:20	50,7	67,704	435,0085	8,58%	12,19%
	3:25	48,625	71,331	432,9458	8,27%	12,91%
	3:30	64,222	72,137	457,3508	10,34%	12,35%
	3:35	69,344	77,972	452,3707	11,28%	13,50%
	3:40	73,075	75,978	463,2195	11,61%	12,85%
	3:45	68,208	68,17	388,3504	12,93%	13,75%
	3:50	51,471	53,73	319,9845	11,84%	13,15%
	3:55	46,32	48,434	318,9559	10,69%	11,89%
	4:00	42,35	45,655	331,1198	9,41%	10,80%

Valores de eficiencias para las dos tecnologías medidas en campo (Continuación)

Tabla F1. Valores obtenidos empleando las mediciones en campo

Día	hora	POTENCIA (W)(poli)	potencia (W)(mono)	Irradiancia (W/m ²)	Eficiencia (poli)	Eficiencia (mono)
sábado 3 de septiembre	10:30	56,25	67,056	520,6384	7,95%	10,09%
	10:35	84,963	91,415	618,9805	10,10%	11,57%
	10:40	124,338	90,16	908,8967	10,07%	7,77%
	10:50	66,906	79,13	695,5896	7,08%	8,91%
	11:05	99,33	113,078	766,0201	9,55%	11,56%
	11:10	130,985	113,866	900,2504	10,71%	9,91%
	11:15	88,392	126,08	956,5349	6,80%	10,32%
	11:20	144,02	117,6	949,5748	11,16%	9,70%
	12:30	42,294	47,875	235,1054	13,24%	15,95%
	1:50	47,625	53,793	358,4942	9,78%	11,75%
	1:55	57,984	64,152	352,4141	12,11%	14,26%
martes 6 de septiembre	12:50	58,9032	69,16	962,6508	4,50%	5,63%
	1:05	121,9383	124,032	624,2061	14,38%	15,56%
	1:10	82,3667	78,9084	559,9579	10,83%	11,04%
	1:15	80,25	85,02	627,0463	9,42%	10,62%
	1:25	97,28	98,28	484,6766	14,77%	15,88%
	1:30	80,514	86,02	883,9791	6,70%	7,62%
	1:35	81,7	94,405	949,6805	6,33%	7,79%
	1:50	74,06	79,074	487,6515	11,18%	12,70%
	1:55	67,086	72,192	520,0791	9,50%	10,87%
	2:00	76,76	82,11	759,0063	7,44%	8,47%

Valores de eficiencias para las dos tecnologías medidas en campo (Continuación)

Tabla F1. Valores obtenidos empleando las mediciones en campo

Día	hora	Potencia (W)(poli)	Potencia (W)(mono)	Irradiancia (W/m2)	Eficiencia(poli)	Eficiencia (mono)
miércoles 7 de septiembre	10:15	80,772	86,802	787,66	7,55%	8,63%
	10:20	106,92	112,81	889,79	8,85%	9,93%
	10:25	111,93	106,255	780,57	10,56%	10,66%
	10:30	118,864	101,91	766,16	11,42%	10,42%
	10:35	115,326	109,76	544,10	15,60%	15,80%
	10:45	108,642	122,383	692,81	11,54%	13,84%
	10:50	118,728	135,93	876,09	9,98%	12,15%
	11:05	81,32	85,14	907,35	6,60%	7,35%
	11:25	77,91	82,728	865,35	6,63%	7,49%
	11:35	150,926	143,022	766,79	14,49%	14,61%
	11:40	132,696	136,62	747,31	13,07%	14,32%
	11:45	133,38	141,729	813,10	12,07%	13,65%
	11:50	98,556	113,866	832,64	8,71%	10,71%
	11:55	161,16	166,439	793,69	14,95%	16,43%
	12:10	99,036	107,364	878,94	8,29%	9,57%
	12:15	116,432	107,016	862,41	9,94%	9,72%
	12:25	109,347	106,8	744,20	10,82%	11,24%
	12:30	142,374	135,718	705,45	14,86%	15,07%
	12:40	113,96	113,078	765,50	10,96%	11,57%
	12:45	131,871	124,4622	656,57	14,78%	14,85%
	12:50	130,368	131,472	656,23	14,62%	15,69%
	12:55	119,504	120,992	736,99	11,94%	12,86%
	1:00	120,201	122,276	708,95	12,48%	13,51%
	1:05	120,744	122,493	659,50	13,48%	14,55%
	1:10	121,352	116,508	737,85	12,11%	12,37%
	1:20	95,887	98,28	934,45	7,55%	8,24%
	1:45	135,28	145,86	756,51	13,16%	15,10%
jueves 8 de septiembre	12:45	57,2516	48,811	945,09	4,46%	4,05%
	1:05	52,762	53,482	801,12	4,85%	5,23%
	1:10	60,264	62,918	976,12	4,54%	5,05%
	1:30	47,9128	58,776	369,67	9,54%	12,45%
	1:35	46,44	49,01	987,06	3,46%	3,89%

Valores de eficiencias para las dos tecnologías medidas en campo (Continuación)

Tabla F1. Valores obtenidos empleando las mediciones en campo

Día	hora	POTENCIA (W)(poli)	potencia (W)(mono)	Irradiancia (W/m ²)	Eficiencia (poli)	Eficiencia (mono)
viernes 9 de septiembre	11:15	150,543	148	725,2702	15,28%	15,98%
	11:25	91,718	94,77	521,5538	12,94%	14,23%
	11:30	78,246	77,616	395,133	14,58%	15,39%
	11:35	69,92	71,133	452,4193	11,38%	12,32%
	11:40	67,025	66,924	397,8462	12,40%	13,18%
	11:45	66,22	67,032	455,867	10,69%	11,52%
	11:50	65,62	65,037	412,6317	11,71%	12,35%
	11:55	64,796	65,037	415,2786	11,49%	12,27%
	12:00	65,184	64,638	409,1015	11,73%	12,38%
	12:05	63,632	64,638	373,839	12,53%	13,54%
	12:10	64,02	64,638	414,5115	11,37%	12,21%
	12:15	64,35	64,8	474,407	9,98%	10,70%
	12:20	71,526	72,762	515,7426	10,21%	11,05%
	12:25	84,53	86,645	504,5856	12,33%	13,45%
	12:30	88,48	87,636	529,2971	12,31%	12,97%
	12:35	83,104	83,214	542,873	11,27%	12,01%
	12:40	83,674	84,018	560,6263	10,99%	11,74%
	12:45	80,34	82,606	718,6954	8,23%	9,00%
	12:50	85,238	89,646	722,197	8,69%	9,72%
	12:55	93,84	96,317	607,7217	11,37%	12,41%
	1:00	88,53	93,032	668,9051	9,74%	10,89%
	1:05	90,87	96,317	994,8546	6,72%	7,58%
	1:20	186,416	185,18	989,7709	13,86%	14,66%
	1:25	197,98	196	1011,522	14,41%	15,18%
	1:30	68,039	69,936	575,801	8,70%	9,51%
	1:35	184,32	180,635	1000,144	13,57%	14,15%
	1:40	200,85	196,8	968,8439	15,26%	15,91%
	1:50	85,376	92,062	915,2727	6,87%	7,88%
	1:55	175,872	174,542	891,2189	14,53%	15,34%
	2:00	168,52	167,739	874,9046	14,18%	15,02%

Anexo G.

Flujo de caja Acumulado hasta el año indicado (COP)

Tabla G1. Tiempo de recuperación de la inversión para proyectos FV financiado.

Integración (%)	Tecnología	12	13	14	15
10	Monocristalino	-185901342	-4354738	179185346	364725897
	Policristalino	-372338048	-190726644	-7108547	178523365
20	Monocristalino	-353429412	9675877	376768246	747861672
	Policristalino	-728014775	-364782241	2463680	373737228
30	Monocristalino	-520957482	23706493	574351147	1130997448
	Policristalino	-1082175987	-537321438	13553190	570469260
40	Monocristalino	-688485552	37737108	771934048	1514133224
	Policristalino	-1390430702	-663940027	70577421	813150124
50	Monocristalino	-857718936	50061288	967809381	1895560288
	Policristalino	-1744591914	-836479225	81666931	1009882157
60	Monocristalino	-1025247006	64091904	1165392282	2278696064
	Policristalino	-2100268642	-1010534822	91239157	1205096020
70	Monocristalino	-1192775076	78122519	1362975182	2661831839
	Policristalino	-2408523356	-1137153411	148263388	1447776884
80	Monocristalino	-1312870899	139602279	1608024295	3092451064
	Policristalino	-2762684569	-1309692608	159352898	1644508916
90	Monocristalino	-1480398969	153632895	1805607196	3475586840
	Policristalino	-3118361296	-1483748206	168925125	1839722780
100	Monocristalino	-1649632353	165957075	2001482529	3857013904
	Policristalino	-3425100496	-1608850395	227466640	2083921812
110	Monocristalino	-1817160423	179987690	2199065429	4240149680
	Policristalino	-3780777223	-1782905992	237038866	2279135676

Nota: Elaboración propia.

Anexo H







Vista superior de la Universidad de Córdoba



Figura H1: Plano de la Universidad de Córdoba. Fuente: Oficina de Planeación de UNICORDOBA

Anexo I Catálogo de Productos de Green Energy Latin America









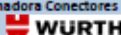
Tabla II. Costos de inversores trifasicos ABB

INVERTER TRIFASICO series 			PRECIO DE VENTA AL PUBLICO	
REFERENCIA	Descripción del producto	SIN IVA	CON IVA 16%	
	PVI-10.0-TL-OUTD-FS-T Inverter trifasico on grid ABB - 10000/11000 Wac - 2 MPPT - RS 485 - IP65 (NEMA4x) - 400Vac output 3-phase 3 or 4 wires - 5 year warranty - transformador alta eficiencia 400-240/220/208 incluido	COP 16.218.750	COP 18.813.750	
	PVI-12.5-TL-OUTD-FS-T Inverter trifasico on grid ABB - 12500/13800 Wac - 2 MPPT - RS 485 - IP65 (NEMA4x) - 400Vac output 3-phase 3 or 4 wires - 5 year warranty - transformador alta eficiencia 400-240/220/208 incluido	COP 17.531.250	COP 20.336.250	
	PVI-10.0-TL-OUTD-FS Inverter trifasico on grid ABB - 10000/11000 Wac - 2 MPPT - RS 485 - IP65 (NEMA4x) - 400Vac output 3-phase 3 or 4 wires - 5 year warranty	COP 10.515.038	COP 12.197.444	
	PVI-12.5-TL-OUTD-FS Inverter trifasico on grid ABB - 12500/13800 Wac - 2 MPPT - RS 485 - IP65 (NEMA4x) - 400Vac output 3-phase 3 or 4 wires - 5 year warranty	COP 11.763.923	COP 13.646.150	
 	TRIO-20.0-TL-OUTD-400 Inverter trifasico on grid ABB -20000/22000 Wac - 2 MPPT - RS 485 - IP65 (NEMA4x) - 400Vac output 3-phase 3 or 4 wires - 5 year warranty	COP 17.584.875	COP 20.398.455	
	TRIO-20.0-TL-OUTD-S2-400 Inverter trifasico on grid ABB -20000/22000 Wac - 2 MPPT - RS 485 - IP65 (NEMA4x) - 400Vac output 3-phase 3 or 4 wires - Integrated DC and AC disconnect switch - 5 year warranty	COP 17.929.395	COP 20.798.098	
	TRIO-20.0-TL-OUTD-S2F-400 Inverter trifasico on grid ABB -20000/22000 Wac - 2 MPPT - RS 485 - IP65 (NEMA4x) - 400Vac output 3-phase 3 or 4 wires - Integrated DC and AC disconnect switch - String fuse (4+4 on each MPPT) - 5 year warranty	COP 18.948.600	COP 21.980.376	
	TRIO-20.0-TL-OUTD-S2X-400 Inverter trifasico on grid ABB -20000/22000 Wac - 2 MPPT - RS 485 - IP65 (NEMA4x) - 400Vac output 3-phase 3 or 4 wires - Integrated DC and AC disconnect switch - DC and AC OV suppressor class II - String fuse (4+4 on each MPPT) and single string current monitoring - 5 year warranty	COP 19.451.025	COP 22.563.189	
	TRIO-27.6-TL-OUTD-400 Inverter trifasico on grid ABB -27600/30000 Wac - 2 MPPT - RS 485 - IP65 (NEMA4x) - 400Vac output 3-phase 3 or 4 wires - 5 year warranty	COP 20.290.793	COP 23.537.319	
	TRIO-27.6-TL-OUTD-S2-400 Inverter trifasico on grid ABB -27600/30000 Wac - 2 MPPT - RS 485 - IP65 (NEMA4x) - 400Vac output 3-phase 3 or 4 wires - Integrated DC and AC disconnect switch - 5 year warranty	COP 20.685.555	COP 23.995.244	
	TRIO-27.6-TL-OUTD-S2F-400 Inverter trifasico on grid ABB -27600/30000 Wac - 2 MPPT - RS 485 - IP65 (NEMA4x) - 400Vac output 3-phase 3 or 4 wires - Integrated DC and AC disconnect switch - String fuse (4+4 on each MPPT) - 5 year warranty	COP 21.496.613	COP 24.936.071	
	TRIO-27.6-TL-OUTD-S2X-400 Inverter trifasico on grid ABB -27600/30000 Wac - 2 MPPT - RS 485 - IP65 (NEMA4x) - 400Vac output 3-phase 3 or 4 wires - Integrated DC and AC disconnect switch - DC and AC OV suppressor class II - String fuse (4+4 on each MPPT) and single string current monitoring - 5 year warranty	COP 22.200.008	COP 25.752.009	
	TRIO-20.0-TL-OUTD-S1-U5-480 Inverter trifasico on grid ABB -20000/22000 Wac - 2 MPPT - RS 485 - IP65 (NEMA4x) - 480Vac output 3-phase 3 or 4 wires - Integrated DC disconnect switch - DC and AC OV suppressor class II - String fuse (4+4 on each MPPT) and single string current monitoring - 5 year warranty	COP 21.173.625	COP 24.561.405	

Nota: Fuente (Green Energy Latin America, 2016)

Catálogo de Productos de Green Energy Latin America (continuación)




Tabla I2. Costos de cableado

Cable Solar, Conectores Solares , Estructuras de soporte			PRECIO DE VENTA AL PUBLICO	
REFERENCIA		Descripción del producto	SIN IVA	CON IVA 16%
	FG21M21-R/N-4MMQ	FG21M21-R Cable Solar 4 mmQ - 1800VDC - Rojo/negro CERTIFICADO RETIE - [1 metros]	COP 3.663	COP 4.249
	FG21M21-R/N-6MMQ	FG21M21-R Cable Solar 6mmQ - 1800VDC - Rojo/negro CERTIFICADO RETIE - [1 metros]	COP 5.206	COP 6.039
	MC4MH	Pareja de conectores MC4 macho+hembra	COP 7.406	COP 8.591
	MC4 Solar PV T	Pareja de conectores MC4 Solar PV T-branch for solar system macho+hembra	COP 30.261	COP 35.102
	GELA PRECABLE 1 X M+F	CABLE SOLAR 6MMQ FG21M21 PRECABLEADO (ROJO + NEGRO) CON UNA PAREJA DE CONECTOR M+E (PRECIO X METRO= VALOR A CALCULAR POR NUMERO DE METROS PEDIDOS)	BAJO PEDIDO	BAJO PEDIDO
	GELA PRECABLE 2 X M+F	CABLE SOLAR 6MMQ FG21M21 PRECABLEADO (ROJO + NEGRO) CON 2 PAREJAS DE CONECTORES M+E (PRECIO X METRO= VALOR A CALCULAR POR NUMERO DE METROS PEDIDOS)	BAJO PEDIDO	BAJO PEDIDO
	PPMC4MH - Würth	Pinza Ponchadora Conectores MC4 2,5/4/6 	COP 811.800	COP 941.688

Nota: Fuente (Green Energy Latin America, 2016)

Catálogo de Productos de Green Energy Latin America (continuación)


Tabla I3. Costos de paneles solares

PANELES SOLARES FOTOVOLTAICOS		 Upsolar Delivering safe solar		PRECIO DE VENTA AL PUBLICO	
REFERENCIA	Descripción del producto		SIN IVA	CON IVA 16%	
	PANEL FOTOVOLTAICO UP-M250P	Modulo fotovoltaico policristalino potencia 250 Wp - "grade A" Tolerancia positiva de 0/+3% Garantía 10 años sobre los defectos del producto y 25 años en rendimiento	COP 0	COP 0	
		1) de 1 a 10 paneles	COP 787.909	COP 913.974	
		2) de 11 a 20 paneles	COP 761.109	COP 882.886	
		3) de 21 a 30 paneles	COP 750.389	COP 870.451	
		4) de 31 a 50 paneles	COP 739.669	COP 858.016	
		5) de 51 a 100 paneles	COP 707.510	COP 820.711	
		6) mas que 100 paneles	COP 686.070	COP 795.841	
	PANEL FOTOVOLTAICO UP-M260P	Modulo fotovoltaico policristalino potencia 260 Wp - "grade A" Tolerancia positiva de 0/+3% Garantía 10 años sobre los defectos del producto y 25 años en rendimiento	COP 0	COP 0	
		1) de 1 a 10 paneles	COP 819.425	COP 950.533	
		2) de 11 a 20 paneles	COP 791.553	COP 918.202	
		3) de 21 a 30 paneles	COP 780.405	COP 905.269	
		4) de 31 a 50 paneles	COP 769.256	COP 892.337	
		5) de 51 a 100 paneles	COP 735.810	COP 853.540	
		6) mas que 100 paneles	COP 713.513	COP 827.675	
	PANEL FOTOVOLTAICO UP-M310P	Modulo fotovoltaico policristalino potencia 310 Wp - "grade A" Tolerancia positiva de 0/+3% Garantía 10 años sobre los defectos del producto y 25 años en rendimiento	COP 0	COP 0	
		1) de 1 a 10 paneles	COP 977.007	COP 1.133.328	
		2) de 11 a 20 paneles	COP 943.775	COP 1.094.779	
		3) de 21 a 30 paneles	COP 930.482	COP 1.079.360	
		4) de 31 a 50 paneles	COP 917.190	COP 1.063.940	
		5) de 51 a 100 paneles	COP 877.312	COP 1.017.682	
		6) mas que 100 paneles	COP 850.727	COP 986.843	

Nota: Fuente (Green Energy Latin America, 2016)

Catálogo de Productos de Green Energy Latin America (continuación)

Tabla I4. Costos de Soportes

	GELA-ALU TIERRA POR 2 MODULOS FOTOVOLTAICOS	ESTRUCTURA EN ALUMINIO POR INSTALACIÓN DE 2 MODULOS A TIERRA	COP 913.275	COP 1.059.399
	GELA-ALU TIERRA POR 4 MODULOS FOTOVOLTAICOS	ESTRUCTURA EN ALUMINIO POR INSTALACIÓN DE 4 MODULOS A TIERRA	COP 1.506.904	COP 1.748.008
	GELA-ALU TIERRA POR 6 MODULOS FOTOVOLTAICOS	ESTRUCTURA EN ALUMINIO POR INSTALACIÓN DE 6 MODULOS A TIERRA	COP 2.100.533	COP 2.436.618
	GELA-ALU TIERRA POR 8 MODULOS FOTOVOLTAICOS	ESTRUCTURA EN ALUMINIO POR INSTALACIÓN DE 8 MODULOS A TIERRA	COP 2.831.153	COP 3.284.137
	GELA-ALU TIERRA POR 10 MODULOS FOTOVOLTAICOS	ESTRUCTURA EN ALUMINIO POR INSTALACIÓN DE 10 MODULOS A TIERRA	COP 3.516.109	COP 4.078.686
	GELA-ALU TIERRA POR 12 MODULOS FOTOVOLTAICOS	ESTRUCTURA EN ALUMINIO POR INSTALACIÓN DE 12 MODULOS A TIERRA	COP 4.064.074	COP 4.714.326
	GELA-ACERO TIERRA	ESTRUCTURA EN ACERO GALVANIZADO POR INSTALACIÓN DE LOS MODULOS A TIERRA	BAJO PEDIDO	BAJO PEDIDO
	GELA-HORMIGÓN	estructura de hormigón para instalación de los módulos en AZOTEA PLANA con sistema integrado de agarre de los módulos - incluidas 2 mandíbulas de fijación para el módulo fotovoltaico OMEGA o ZETA	COP 76.000	COP 88.160

Nota: Fuente (Green Energy Latin America, 2016)